MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Organizadores:
João Tavares Pinho
Marco Antonio Galdino

Grupo de Trabalho de Energia Solar - GTES
CEPEL - DTE - CRESESB

Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos

Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos

Organizadores:

João Tavares Pinho

Marco Antonio Galdino

CEPEL – CRESESB

Edição Revisada e Atualizada

Rio de Janeiro – Março – 2014

COORDENAÇÃO E ORGANIZAÇÃO DESTA EDIÇÃO

João Tavares Pinho - UFPA
Marco Antonio Galdino - Cepel

ELABORAÇÃO:

Adriano Moehlecke - PUC-RS
Alexandre de Albuquerque Montenegro - UFSC
Alexandre José Bühler - UFRGS
Ana Paula Cardoso Guimarães - Cepel
André Ricardo Mocelin - USP
Arno Krenzinger - UFRGS
Ary Vaz Pinto Junior - Cepel
Bruno Eduardo Montezano – PUC-RJ
Cesar Wilhelm Massen Prieb - UFRGS
Chigueru Tiba - UFPE
Claudio Moises Ribeiro - UFES
Claudomiro Fábio de Oliveira Barbosa - UFPA
Edinaldo José da Silva Pereira - UFPA
Eduardo Filippo Oliveira Allatta - CBEM
Elielza Moura de Souza Barbosa - UFPE
Fabiano Perin Gasparin - UFRGS
Giuliano Arns Rampinelli - UFRGS
Izete Zanesco - PUC-RS
João Tavares Pinho - UFPA
José Geraldo de M. Furtado - Cepel
Leonardo dos Santos R. Vieira - Cepel
Lucas Rafael do Nascimento - UFSC
Luis Carlos Macedo Blasques - UFPA
Marcia da Rocha Ramos - Cepel
Marco Antonio Galdino - Cepel
Marcos André Barros Galhardo - UFPA
Maria das Graças Pimentel de Figueiredo – CBEM
Marta Maria de Almeida Olivieri - Cepel
Naum Fraidenraich - UFPE
Olga de Castro Vilela - UFPE
Osvaldo Lívio Soliano Pereira - CBEM
Patrícia de Castro da Silva - Cepel
Philippe Cedraz Lopes – CBEM/UNIFACS
Rafael Haag - UFRGS
Renan Cleberson Carneiro Silva – CBEM/UNIFACS
Ricardo Rüther - UFSC
Roberto Zilles - USP
Sérgio Roberto F. C. de Melo - PUC-RJ
Tereza Virginia Mousinho Reis - CBEM
Wilson Negrão Macêdo - UFPA

COLABORADORES DAS EDIÇÕES ANTERIORES:

Ana Paula C. Guimarães - UFMG
Claudio M. Ribeiro - Cepel
Fernando A. A. Prado Jr. - Cesp
João Jorge Santos - Chesf
Joaquim Paim Marzulo - CEEE
Leonildo de Souza Silva - Ministério da Aeronáutica
Leopoldo E. G. Bastos - UFRJ
Luís Sérgio do Carmo - Cemig
Luiz C. G. Valente - Cepel
Maria Julita G. Ferreira - Cesp
Osvaldo L. S. Pereira - Coelba
Patrícia C. da Silva – Cresesb
Paulo M. A. Craveiro - Coelce
Rosimeri X. de Oliveira – Light
Ruberval Baldini - BRSOLAR
Sérgio Benincá - SOLTEC ENG. ENERGIA
Teresa V. Mousinho Reis - Coelba

REVISÃO DAS EDIÇÕES ANTERIORES:

Ana Paula C. Guimarães - UFMG
Arno Krenzinger - UFRGS
Claudio M. Ribeiro - Cepel
Elizabeth M. D. Pereira - PUC-MG
Hamilton Moss de Souza - Cepel
João T. Pinho - UFPA
Lúcio César de S. Mesquita - Agência Energia
Marco A. F. C. Ribeiro - The New World Power do Brasil
Marco Antônio Galdino - Cepel
Maria Julita G. Ferreira - Cesp
Mário H. Macagnan - UFRGS
Patrícia C. da Silva - Cresesb
Ricardo M. Dutra - Cresesb
Roberto Zilles – USP

Apresentação

O Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos foi uma iniciativa do Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES), criado em 1992 a partir da necessidade de fomentar, discutir e difundir questões ligadas à tecnologia solar fotovoltaica no Brasil. Destinava-se a auxiliar o pessoal técnico envolvido com projetos de sistemas fotovoltaicos, tendo sido concebido de forma a atender a necessidade básica de se ter, à época, literatura sobre o assunto na língua portuguesa e em conformidade com a realidade brasileira.

A versão original da publicação, editada em 1996, foi reproduzida na forma de apostila, tendo sido distribuídos, através de fotocópias, mais de mil exemplares em todo o país. Em 1999, o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (Cresesb), do Cepel, lançou a primeira edição da publicação na forma de livro, com conteúdo revisado e atualizado, cujo enfoque era, prioritariamente, voltado para aplicações de sistemas fotovoltaicos isolados de pequeno porte.

Considerando, entretanto, o constante interesse na aquisição desta publicação, a grande evolução da tecnologia fotovoltaica no período de 1999 a 2014 e a crescente utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil, o Cepel/Cresesb dedicou-se, mais uma vez, a realizar uma reformulação completa do documento.

É neste contexto que a nova edição do Manual traz muitas novidades. Com mais de 500 páginas, a publicação traça um histórico do caminho da energia fotovoltaica no Brasil, com exemplos de projetos instalados nos últimos anos. Juntamente com informações sobre o uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, são incluídos tópicos relacionados às normas e regulamentos aplicáveis ao setor, além de aspectos econômicos.

A partir da perspectiva de aumento do uso de sistemas fotovoltaicos de energia no país - seja como uma opção para atender aos desafios da universalização dos serviços de energia elétrica, seja como uma alternativa de geração distribuída conectada à rede elétrica convencional - esta nova edição do Manual, totalmente revisada, atualizada e ampliada, visa a promover uma melhor qualificação técnica dos profissionais envolvidos na área. Esta qualificação deve abranger os conceitos básicos, o conhecimento das tecnologias atualmente empregadas, assim como a orientação para

elaboração de projeto e os procedimentos de instalação e manutenção dos equipamentos.

Com recursos do Ministério de Minas e Energia (MME), oriundos do Convênio de Cooperação Técnica e Financeira nº 721906/2009, esta publicação é resultado de um trabalho conjunto com a Universidade Federal do Pará (UFPA) tendo contado, também, com a colaboração de diversos professores e pesquisadores, de outras instituições, de reconhecida competência técnica na área. O MME espera, com esta iniciativa, estimular o desenvolvimento de formas sustentáveis de geração de energia, com baixa emissão de gases de efeito estufa, contribuindo, assim, para a manutenção de uma matriz elétrica fortemente baseada em fontes renováveis.

O MME e o Cepel têm a satisfação de publicar esta nova edição do Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, documento já considerado um clássico da literatura fotovoltaica no Brasil, sendo visto como um valioso instrumento didático e de difusão de informação técnica especializada, voltado ao treinamento e à formação de pessoal qualificado na área de energia solar.

Jorge Paglioli Jobim

Diretor do Departamento de Desenvolvimento Energético do MME

Ary Vaz Pinto Junior

Chefe do Departamento de Tecnologias Especiais do Cepel

SUMÁRIO

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

μ-Si	*Micro-crystalline Silicon* (Silício Microcristalino)
ABENS	Associação Brasileira de Energia Solar
Abinee	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AM	*Air Mass* (Massa de Ar)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si	*Amorphous Silicon* (Silício Amorfo)
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BIG	Banco de Informações de Geração
BIPV	*Building Integrated Photovoltaic* (Sistema Fotovoltaico Integrado a Edificações)
BOS	*Balance of System* (Balanço do Sistema)
BSF	*Back Surface Field* (Campo Retrodifusor)
c.a.	Corrente Alternada
c.c.	Corrente Contínua
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CBENS	Congresso Brasileiro de Energia Solar
CB-Solar	Centro Brasileiro para Desenvolvimento da Energia Solar Fotovoltaica
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contrato de Compra de Energia Incentivada
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CdS	Sulfeto de Cádmio
CdTe	Telureto de Cádmio
Ceal	Companhia Energética de Alagoas (ou Eletrobras Distribuição Alagoas)

Ceam	Companhia Energética do Amazonas (ou Eletrobras Amazonas Energia)
CEB	Central Energética de Brasília
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
Celesc	Centrais Elétricas de Santa Catarina
Celg	Companhia Energética de Goiás
Celpa	Centrais Elétricas do Pará
Celpe	Companhia Energética de Pernambuco
Cemig	Companhia Energética de Minas Gerais
Cepel	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
Ceron	Companhia Energética de Rondônia (ou Eletrobras Distribuição Rondônia)
Cesp	Companhia Energética de São Paulo
CETEC-MG	Fundação Centro Tecnológico de Minas Gerais
CIGS	Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
CIS	Disseleneto de Cobre e Índio
CLP	Controlador Lógico Programável
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
Coelba	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
Coelce	Companhia Energética do Ceará
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
Copel	Companhia Paranaense de Energia
Cosern	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CPV	*Concentrated Photovoltaics* (Fotovoltaica com Concentração)
Cresesb	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
c-Si	*Crystalline Silicon* (Silício Cristalino)
CSI	*Current Source Inverter* (Inversor de Fonte de Corrente)
CSP	*Concentrated Solar Power* (Potência Solar Concentrada)
CSTR	Centro de Saúde e Tecnologia Rural

CTA	Centro Tecnológico de Aeronáutica (atual Centro Técnico Aeroespacial)
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
Chesf	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DOE	*Department of Energy* (Departamento de Energia dos Estados Unidos da América)
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
DSSC	*Dye-Sensitized Solar Cell* (Célula Solar Sensibilizada por Corante)
DSV	Dispositivo de Seccionamento Visível
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras
Eletronorte	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
Eletrosul	Centrais Elétricas do Sul do Brasil
Emater	Empresa de Assistência Técnica e Extensão Rural
Embrapa	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
Emepa	Empresa Estadual de Pesquisa Agropecuária da Paraíba
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	*European Photovoltaic Industry Association* (Associação Europeia da Indústria Fotovoltaica)
EUA	Estados Unidos da América
EVA	Acetato de Etil-Vinila
Fapeu	Fundação de Amparo à Pesquisa e Extensão Universitária da UFSC
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversores
FF	Fator de Forma
Fies	Fundo de Incentivo em Energia Solar
Finep	Financiadora de Estudos e Projetos
Fundeci	Fundo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
FV	Fotovoltaico
GaAs	Arseneto de Gálio
GEDAE	Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas

Geinfra	Gerência de Infraestrutura do Estado do Maranhão
GIZ	*Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (Agência Alemã de Cooperação Internacional) (antiga GTZ)
HIT	*Heterojunction with Intrinsic Thin Layer* (Heterojunção com Camada Fina Intrínseca)
Homer	*Hybrid Optimization Model for Electric Renewable*
HSP	Horas de Sol Pleno
IBC	*Interdigitated Back Contact* (Contato Posterior Interdigital)
ICG	Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
Ideal	Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina
Ider	Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Energias Renováveis
IEC	*International Electrotechnical Commission* (Comissão Eletromecânica Internacional)
IEE	Instituto de Energia e Ambiente (antigo Instituto de Eletrotécnica e Energia)
IEEE	*Institute of Electrical and Electronics Engineers* (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos)
IGBT	*Insulated Gate Bipolar Transistor* (Transistor Bipolar de Porta Isolada)
II	Imposto de Importação
IME	Instituto Militar de Engenharia
IncCond	*Incremental Conductance* (Condutância Incremental)
Infraero	Empresa Brasileira de Infraestrutura Aeroportuária
InGaAs	Arseneto de Índio e Gálio
InGaP	Fosfeto de Índio e Gálio
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
Inmetro	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
InP	Fosfeto de Índio
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
INSEL	*Integrated Simulation Environment Language*
INT	Instituto Nacional de Tecnologia

IPCC *Intergovernmental Panel on Climate Change* (Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas)

ISO *International Standards Organization* (Organização Internacional de Padrões)

ISS Imposto Sobre Serviços

LABSOL Laboratório de Energia Solar

LED *Light Emitting Diode* (Diodo Emissor de Luz)

Li-ion Ion de Lítio

LpT Programa Luz para Todos

LSF Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos

LVD *Low Voltage Disconnect* (Desconexão por Baixa Tensão)

MBE *Molecular Beam Epitaxy* (Epitaxia por Feixe Molecular)

MCT Ministério da Ciência e Tecnologia (atual Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação - MCTI)

MIGDI Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica

MME Ministério de Minas e Energia

MOCVD *Metalorganic Chemical Vapour Deposition* (Deposição Química de Organometálicos em Fase Vapor)

MODES Modelos de Sistemas de Energia

MOSFET *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor* (Transistor de Efeito de Campo Metal-Óxido-Semicondutor)

MPPT *Maximum Power Point Tracking* (na terminologia brasileira: Seguidor do Ponto de Potência Máxima - SPPM)

m-Si *Mono-crystalline Silicon* (Silício Monocristalino)

MTE Ministério do Trabalho e Emprego

NaNiCl Cloreto de Níquel e Sódio

NASA *National Aeronautics and Space Administration* (Administração Nacional de Aeronáutica e Espaço)

NBR Norma Brasileira

NEA Núcleo de Energias Alternativas

Nepa	Núcleo de Estudos e Pesquisas em Alimentação
NiCd	Níquel-Cádmio
NiMH	Hidreto Metálico de Npiquel
NOCT	*Nominal Operating Cell Temperature* (Temperatura Nominal de Operação da Célula)
NR	Norma Regulamentadora
NREL	*National Renewable Energy Laboratory* (Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos da América)
n-Si	*Nano-crystalline Silicon* (Silício Nanocristalino)
O&M	Operação e Manutenção
OLADE	Organização Latino Americana de Energia
OPV	*Organic Photovoltaics* (Fotovoltaica Orgânica)
OPzS	*Ortsfest Panzerplatte Spezial* (Bateria Estacionária com Placas Tubulares, Eletrólito Fluido e Separadores Especiais)
OPzV	*Ortsfest Panzerplatte Verschlossen* (Bateria Estacionária com Placas Tubulares, Eletrólito em Gel e Válvula de Segurança)
Org.	Organização
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
P&O	*Perturb & Observe* (Perturbar & Observar)
Pb-ácido	Chumbo-ácido
PBE	Programa Brasileiro de Etiquetagem
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PET	Tereftalato de polietileno
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A.
PIE	Produtor Independente de Energia
PIS	Programa de Integração Social
PRC	Plano de Revitalização e Capacitação do Prodeem
Procel	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
Prodeem	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios

PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica da Aneel
p-Si	*Poli-crystalline Silicon* (Silício Policristalino, ou Multicristalino)
PTU	Programa do Trópico Úmido
PUC-RS	Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
PVC	*Polyvinyl Chloride* (Cloreto de Polivinila)
PVF	*Polyvinyl Fluoride* (Fluoreto de Polivinila)
PWM	*Pulse Width Modulation* (Modulação por Código de Pulso)
RAM	Bateria Alcalina Recarregável de Manganês
RGR	Reserva Global de Reversão
RMS	*Root Mean Square* (Raiz Média Quadrática)
RN	Resolução Normativa
SBFV	Sistema de Bombeamento Fotovoltaico
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFD	Sistema Fotovoltaico Domiciliar
SFH	Sistema Fotovoltaico Híbrido
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SFIE	Sistema Fotovoltaico Integrado a Edificação
SFV	Sistema Fotovoltaico
Si-Cz	Silício por Czochralski
Si-FZ	Silício por Fusão Zonal
SIGFI	Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente
SIN	Sistema Interligado Nacional
SLI	*Starting, Lighting, Ignition* (Partida, Iluminação, Ignição)
SNESF	Simpósio Nacional de Energia Solar Fotovoltaica
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
SPDA	Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas
SPPM	Seguidor do Ponto de Potência Máxima
SSE	*Surface Meteorology and Solar Energy* (Meteorologia de Superfície e Energia Solar)

ST	Sistema Térmico
STC	*Standard Test Conditions* (Condições Padrão de Ensaio)
Sudesb	Superintendência dos Desportos do Estado da Bahia
SWERA	*Solar and Wind Energy Resource Assessment* (Levantamento de Recursos Energéticos Solar e Eólico)
TCO	*Transparent Conductive Oxide* (Óxido Condutivo Transparente)
TD	Taxa de Desempenho (em inglês, *Performance Ratio* – PR)
TF	Tarifa de Fornecimento
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica
TV	Televisor
UA	Unidade Astronômica
UC	Unidade Consumidora
UFCG	Universidade Federal de Campina Grande
UFMA	Universidade Federal do Maranhão
UFPA	Universidade Federal do Pará
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UFV	Usina Fotovoltaica
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
UPS	*Uninterruptible Power Supply* (Fonte de Potência Ininterrupta)
USAID	*United States Agency for International Development* (Agência Americana para o Desenvolvimento Internacional)
USCA	Unidade de Supervisão em Corrente Alternada
USP	Universidade de São Paulo
VN	Valor Normativo

VSI	*Voltage Source Inverter* (Inversor de Fonte de Tensão)
WMO	*World Meteorological Organization* (Organização Meteorológica Mundial)
Wp	Watt-pico
WRC	*World Radiation Center* (Centro Mundial de Radiação)

LISTA DE FIGURAS

Figura 8.17 – Detectando um curto-circuito entre cabos.

Figura 8.18 – Detectando uma falta à terra.

LISTA DE QUADROS E TABELAS

CAPÍTULO 7 – INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E RECOMENDAÇÕES DE SEGURANÇA

CAPÍTULO 8 – OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

GLOSSÁRIO

Aerogerador — Dispositivo responsável por converter a energia cinética contida nos ventos em energia mecânica e, em seguida, em eletricidade.

Albedo — Parte da radiação solar que chega à superfície da Terra e é refletida pelo ambiente do entorno (solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos etc.).

Ano Meteorológico Padrão (ou Típico) — Determinação estatística dos dados meteorológicos locais ao longo dos meses de vários anos.

Amperímetro — Instrumento usado para medir a corrente elétrica.

Armário de baterias — Local onde comumente são abrigadas as baterias que formam o sistema de armazenamento.

Arquitetura bioclimática — Aplicação das condicionantes impostas pelo clima local ao projeto arquitetônico (adaptações por meios naturais).

Aterramento elétrico — Ligação intencional de estruturas ou instalações com a terra, visando garantir o funcionamento correto da instalação e, principalmente, proporcionar um caminho preferencial às correntes elétricas indesejáveis, de forma a evitar riscos para as pessoas e os equipamentos.

Atlas solarimétrico — Coletânea de informações sobre os recursos solares existentes na forma de cartas de isolinhas de radiação solar, insolação, em tabelas numéricas, etc.

Banco de baterias — Conjunto de baterias conectadas (série/paralelo) entre si para armazenamento de energia.

Bateria — Acumulador de energia elétrica mais utilizado nos sistemas fotovoltaicos.

Autodescarga — *Descarregamento gradual da bateria quando não está em uso, devido a processos químicos internos.*

Capacidade — *Quantidade de amperes-hora (Ah) que pode ser retirada da bateria quando esta apresenta carga plena.*

Carga — *Conversão de energia elétrica em potencial eletroquímico no interior da célula.*

Célula — *Unidade eletroquímica básica da bateria.*

Ciclo — *Sequência de carga-descarga da bateria até uma determinada profundidade de descarga.*

Descarga — *Conversão de potencial eletroquímico em energia elétrica no interior da célula.*

Eletrólito — *Material condutor (geralmente fluído ou gel), onde a passagem de eletricidade tem lugar na bateria, e que suporta as reações químicas necessárias.*

Sobrecarga — *Fornecimento de corrente a bateria após a mesma ter atingido a carga plena.*

Tensão nominal — *Tensão média da bateria durante o processo de descarga com uma determinada taxa de descarga a uma determinada temperatura.*

Vida útil — *Quantidade de vezes que a bateria pode carregar-descarregar ou o período de tempo no qual sua capacidade reduz significativamente.*

Bomba centrífuga Máquina hidráulica na qual a movimentação do fluído ocorre pela ação de forças que se desenvolvem na massa do mesmo, em consequência da rotação de um eixo, que é acoplado um disco (rotor, impulsor) dotado de pás (palhetas, hélice), o qual recebe o fluído pelo seu centro e o expulsa pela periferia (ação da força centrífuga).

Bomba volumétrica Máquina hidráulica na qual a movimentação do fluído é causada diretamente pela ação do órgão de impulsão da bomba, que obriga o fluído a executar o mesmo movimento a que está sujeito este impulsor (êmbolo, engrenagens, lóbulos, palhetas).

Bússola Instrumento usado para verificar o ângulo azimutal do gerador fotovoltaico, isto é, a orientação correta do mesmo.

Carga Potencia nominal de um equipamento, ou soma das potências nominais dos equipamentos elétricos em condições de entrar em funcionamento.

Célula a combustível Dispositivo eletroquímico que converte a energia química em energia elétrica e calor, tendo como combustível o hidrogênio.

Célula fotovoltaica Dispositivo elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta da energia solar em energia elétrica.

Corrente de curto-circuito *Máxima corrente que a célula (ou módulo) fotovoltaica pode produzir quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero, considerando as condições padrão de teste.*

Eficiência *Relação entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente (irradiância).*

Fator de forma *Relação entre a máxima potência da célula (ou módulo) fotovoltaica e o produto entre a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito.*

Máxima potência *Máximo valor de potência que a célula (ou módulo) fotovoltaica pode produzir, considerando as condições padrão de teste.*

Tensão de circuito aberto *Máxima tensão entre os terminais da célula (ou módulo) fotovoltaica quando não há corrente elétrica circulando, considerando as condições-padrão de teste.*

Centrais fotovoltaicas Sistemas fotovoltaicos de médio e grande porte, composto por vários geradores fotovoltaicos interligados à rede elétrica por um ou mais inversor. Em geral, são operados por empresas de geração, sendo sua conexão à rede elétrica feita em média tensão.

Central hidroelétrica Instalação na qual a energia potencial e cinética contida em um fluxo de água é convertida em energia mecânica e, em seguida, em energia elétrica.

Choque elétrico Efeito que se manifesta no organismo humano quando é percorrido por uma corrente elétrica. Em geral este efeito é indesejável.

Coletor solar Dispositivo responsável pela captação da energia solar, conversão em energia térmica e, por fim, aquecimento de um fluido.

Condições padrão de teste Condições nas quais a célula (ou módulo) fotovoltaica é submetida para determinação dos seus parâmetros elétricos. As condições são: irradiância solar de 1.000 W/m^2, distribuição espectral padrão para a massa de ar de 1,5 e temperatura de célula de 25 °C.

Constante solar Irradiância solar incidente num plano perpendicular à direção de propagação no topo da atmosfera terrestre. Valor: 1.367 W/m^2.

Controlador de carga Dispositivo responsável por regular e gerenciar o fluxo energético dos geradores fotovoltaicos para as baterias, bem como protegê-las de uma descarga profunda decorrente de um longo período sem geração.

Conversores c.c.-c.c. Em geral, utilizado como controlador de carga de baterias a partir da energia gerada por geradores fotovoltaicos.

Corrente alternada Corrente cuja polaridade e intensidade variam periodicamente no tempo.

Corrente contínua Corrente cuja polaridade e intensidade são constantes.

Curva de carga Gráfico que mostra a evolução no tempo da quantidade de potência solicitada por uma carga ou um conjunto de cargas.

Datalogger Dispositivo eletrônico responsável pela aquisição e armazenamento de dados ao longo do tempo.

Declinação Magnética Diferença entre a direção do Norte Verdadeiro e do Norte Magnético.

Declinação solar Ângulo formado entre as linhas imaginárias do Equador e a que liga o centro da Terra ao Sol.

Demanda Média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.

Densímetro Instrumento que indica o estado de carga da bateria por determinação da densidade do eletrólito.

Dessalinização Retirada de sais da água salgada ou salobra, tornando-a doce e própria para o consumo humano.

Dessalinizador Equipamento que realiza a dessalinização da água.

Diodo de bloqueio Conectados entre os módulos FV e as baterias para impedir que aqueles atuem como carga para as baterias em períodos onde não haja geração de energia. Esses diodos impedem, também, que, em um gerador FV, módulos operando em condições normais injetem correntes elevadas em grupos de módulos em condições de funcionamento anormais.

Diodo de desvio ou by-pass Conectados em paralelo com os módulos para impedir que, em uma associação série, o mau funcionamento de um dos módulos (devido a defeitos de fabricação ou condições de sombreamento) influencie negativamente no desempenho de todo o gerador.

Efeito fotovoltaico Conversão direta da energia da luz (espectro visível) em energia elétrica. A célula fotovoltaica é o elemento que realiza esta conversão.

Eletrificador Dispositivo que transforma um sinal de tensão em pulsos elétricos de alta intensidade e curta duração.

Energia Capacidade dos corpos de desenvolver uma força ou produzir um trabalho.

Energia cinética Energia que está associada ao movimento.

Energia elétrica É a fonte de energia mais versátil e utilizada no mundo, estando presente em todos os usos energéticos finais.

Energia eólica Energia cinética presente na deslocação do ar (vento) que pode ser convertida em energia mecânica para acionamento de bombas, moinhos e geradores de energia elétrica.

Energia mecânica Energia que pode ser usada diretamente para realização de trabalho, seja ela potencial ou cinética.

Energia solar Fonte primária de todas as fontes de energia.

Energia solar fotovoltaica Conversão direta da energia solar radiante em energia elétrica corrente contínua.

Energia solar térmica Conversão direta da energia solar radiante em calor utilizável.

Equador É a linha imaginária que divide o planeta em Hemisfério Norte e Hemisfério Sul, sendo equidistante dos pólos Norte e Sul.

Equinócio Momento em que o Sol, durante seu movimento aparente, cruza o plano do equador celeste. Os equinócios ocorrem duas vezes por ano: em setembro e em março. Os dias e noites são iguais em duração.

Equipamentos de condicionamento de potência Equipamentos cuja função principal é otimizar o controle geração/consumo visando ao aproveitamento ótimo do recurso solar, aliado à qualidade e continuidade na entrega da energia ao usuário.

Equipotencialização Procedimento que consiste na interligação de elementos da instalação, visando obter a equipotencialidade necessária para os fins desejados.

Estação meteorológica Constituídas por uma série de sensores utilizados com a finalidade de realizar a monitoração continuamente, em intervalos de tempo predeterminados, das variáveis meteorológicas (vento, irradiância, temperatura, etc.).

Fiação ou cabeamento Conjunto de cabos ou fios destinados à distribuição da energia elétrica para um determinado fim.

Fonte de energia Recurso energético renovável ou não.

Gerador fotovoltaico Constituído por módulos fotovoltaicos em diferentes associações (série/paralela) e pelo cabeamento elétrico que os interliga, além de outros acessórios.

Grupo gerador diesel Equipamento que utiliza o diesel como combustível para acionar uma máquina motriz, cuja energia mecânica do seu eixo é convertida em energia elétrica por um gerador.

GW_{th} Unidade de potência usada para caracterização de equipamentos para resfriamento ou aquecimento.

Horas de Sol Pleno Número de horas por dia em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1.000 W/m^2.

Inclinômetro Instrumento usado para medir o ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico.

Inversor Dispositivo responsável pela conversão de uma tensão contínua (c.c.), proveniente dos geradores renováveis, ou do banco de baterias, para uma tensão alternada (c.a.), com amplitude e frequência determinadas.

Eficiência *Relação entre a potência de saída e a potência de entrada do inversor.*

Fator de dimensionamento de inversor *Relação entre a potência nominal c.a. do inversor e a potência pico do gerador fotovoltaico (potência na condição padrão de teste).*

Forma de onda *Tipificação do inversor segundo as características da forma de onda (quadrada, quadrada modificada ou senoidal).*

Frequência *Frequência da tensão c.a. de saída do inversor, geralmente 50 ou 60 Hz.*

Potência nominal *Potência que o inversor fornece à carga em regime contínuo.*

Tensão de entrada *Função da potência nominal fornecida pelo inversor às cargas c.a.*

Tensão de saída *Regulada na maioria dos inversores, e sua escolha depende da tensão de operação das cargas c.a.*

Irradiação difusa Irradiação solar que atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre

Irradiação direta Irradiação solar que incide diretamente sobre a superfície, sem sofrer qualquer influência.

Irradiação global Quantidade resultante da soma da irradiações solares direta e difusa, e albedo.

Irradiação solar Energia incidente por unidade de superfície de um dado plano, obtida pela integração da irradiância durante um intervalo de tempo, normalmente uma hora ou um dia.

Irradiância extraterreste Irradiância solar que atinge o topo da camada atmosférica da Terra.

Irradiância solar Potência radiante (radiação solar) incidente por unidade de superfície sobre um dado plano.

LED Componente eletrônico constituído por um material semicondutor que quando submetido a uma determinada corrente elétrica emite luz.

Massa de ar Efeito de uma atmosfera translúcida sob a luz do Sol.

Medidor bidirecional Dispositivo que registra a entrada e a saída de energia elétrica em uma unidade consumidora.

Medidor unidirecional Dispositivo que registra a entrada ou a saída de energia elétrica em uma unidade consumidora.

Microgeração distribuída Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Microssistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica Sistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica com potência instalada total de geração de até 100 kW.

Minigeração distribuída Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Minirrede ou Microrede de distribuição Rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída.

Módulo fotovoltaico Unidade básica do gerador fotovoltaico formada por um conjunto de células solares, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica.

Caixa de conexões *Local onde são abrigados os diodos de desvio e as conexões dos conjuntos de células em série.*

Estrutura de suporte *Estrutura concebida para se adaptar ao terreno, ou à estrutura do prédio, às características dos módulos e à estratégia de ajuste de inclinação e orientação.*

Piranômetro Instrumento destinado a medir a irradiação solar global.

Pireliômetro Instrumento destinado a medir a irradiação solar direta.

Potência Quantidade de trabalho realizado por unidade de tempo.

Radiação solar Energia procedente do sol sob a forma de onda eletromagnética.

Rastreador solar Suporte mecânico ativo que permite o apontamento da superfície do gerador fotovoltaico na direção do Sol, com intuito de maximizar a produção de energia. Idealmente tal dispositivo deve manter o ângulo de incidência da luz solar sempre próximo da normal à superfície do gerador.

Seguidores do ponto de máxima potência Dispositivo utilizado para maximizar a potência disponível do gerador fotovoltaico. Permite encontrar e regular os pontos de máxima potência (produto I-V) em todos os estados de funcionamento.

Semicondutor Material que, quando aquecido ou combinado com outros materiais, é capaz de conduzir eletricidade. Semicondutores em células fotovoltaicas são, por exemplo, o Silício, Telureto de cádmio (CdTe) e Disseleneto de cobre (CIS)

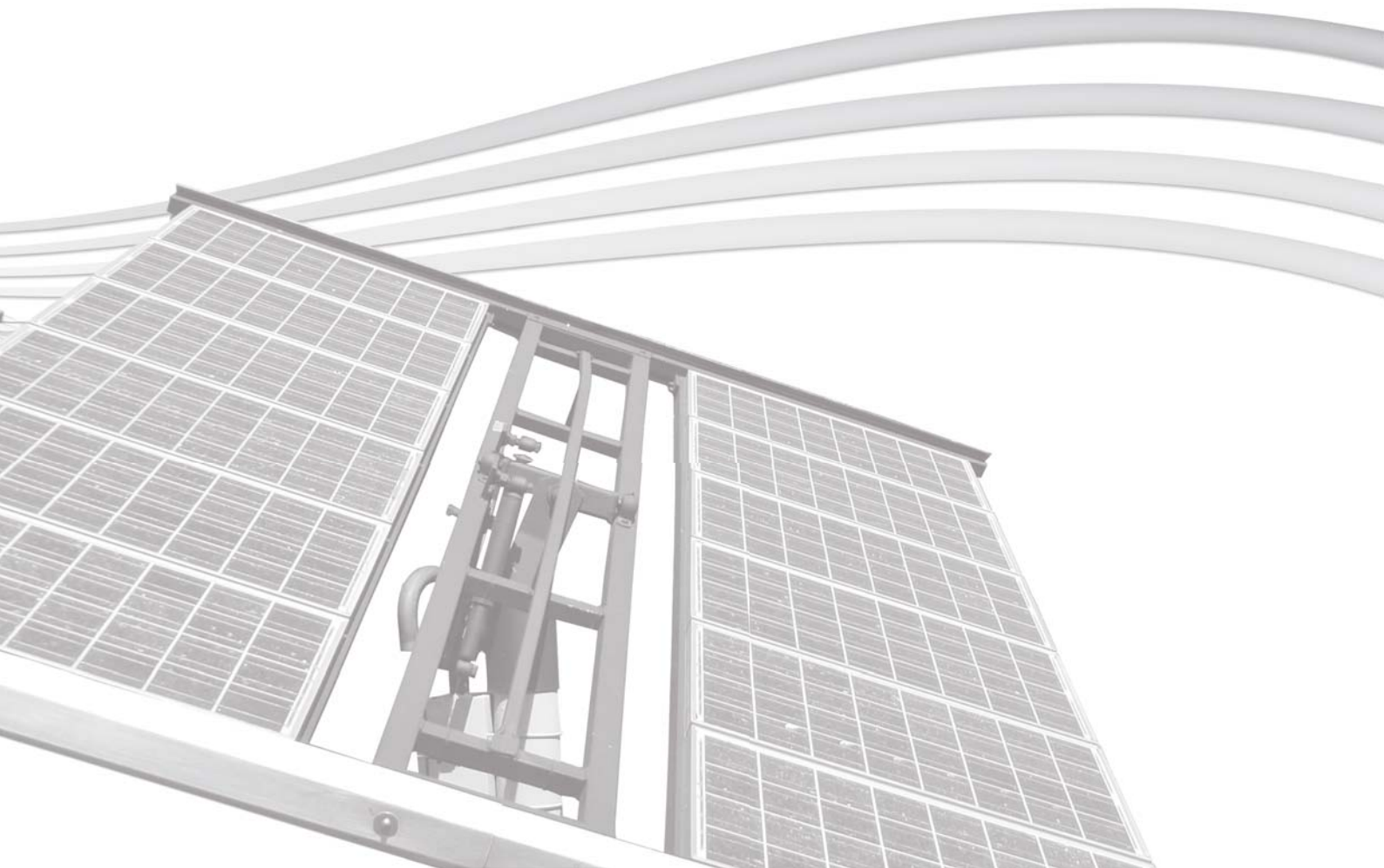
Silício Segundo elemento químico mais frequente no mundo. Material base na indústria dos semicondutores e matéria-prima para a fabricação de células solares.

Amorfo *Forma alotrópica não cristalina do silício.*

Monocristalino *Formado por uma estrutura cristalina homogénea ao longo de todo o material.*

Policristalino *Formado por pequenos cristais, colados uns aos outros e que têm um tamanho que vai desde alguns milímetros até alguns centímetros.*

Sistema de armazenamento Sistema responsável em acumular energia elétrica, para a distribuição no momento oportuno e na medida requerida.

Sistema de proteção Sistema responsável em minimizar ou até mesmo eliminar falhas que possam prejudicar a segurança das pessoas e dos equipamentos. Composto por:

	disjuntores, chaves seccionadoras, dispositivos de proteção contra surtos (DPS), sistemas de aterramento e sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA).
Sistema fotovoltaico	Sistema de conversão da radiação solar em energia aproveitável sob a forma de eletricidade. É constituído por um bloco gerador, um bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, um bloco de armazenamento.
Sistema fotovoltaico conectado à rede	Sistema fotovoltaico com funcionamento dependente da rede elétrica, tendo a produção de energia entregue diretamente a mesma.
Sistema fotovoltaico de bombeamento de água	Sistema fotovoltaico utilizado exclusivamente para o acionamento de motobomba para bombeamento de água.
Sistema fotovoltaico domiciliar	Sistema fotovoltaico isolado utilizado para ao atendimento de domicílios individuais.
Sistema fotovoltaico integrados a edificações	Sistema fotovoltaico que pode ser aplicado em edificações novas ou já existentes sobre os telhados ou fachadas, servindo não apenas como fontes de energia, mas como elementos de sombreamento e diferencial arquitetônico da própria construção.
Sistema fotovoltaico isolado ou autônomo	Sistema fotovoltaico com funcionamento independente da rede elétrica, isto é, não conectado. Em geral, utiliza baterias para armazenamento de energia.
Sistema híbrido de energia	Sistema que utiliza mais de uma fonte primária de energia (renovável ou não), dependendo da disponibilidade dos recursos, para gerar energia elétrica de forma coordenada e com custos mínimos, dada a possibilidade de se explorar a complementaridade entre as fontes, permitindo assim que o mesmo opere com o mínimo de interrupções, o que garante uma boa qualidade no atendimento de cargas especificas.
Sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente	Sistema de geração de energia elétrica, utilizado para o atendimento de uma única unidade consumidora, cujo fornecimento se dê exclusivamente por meio de fonte de energia intermitente.
Sol	Sol é a estrela mais próxima da Terra, sendo sua principal fonte de energia.
Sol (concentração)	Irradiância solar correspondente a 1.000 W/m^2.
Solstício	Momento em que o Sol, durante seu movimento aparente, atinge a maior declinação em latitude, medida a partir da linha do equador. Os solstícios ocorrem duas vezes por ano: em dezembro e em junho. No verão, os dias são mais longos. No inverno, as noites são mais longas.
Tabela Price	É um sistema de amortização do saldo devedor cuja principal característica é a apresentação de parcelas iguais no pagamento de um determinado financiamento.
Tabela SAC	É um sistema caracterizado pela amortização constante do saldo devedor e, principalmente, pelo valor decrescente na parcela de um financiamento.
Temperatura nominal da célula nas condições de operação	Temperatura nominal atingida pelas células quando o módulo é exposto em circuito aberto a seguintes condições: irradiância na superfície da célula igual a 800 W/m^2, temperatura do ar a 20 ° C e velocidade de vento incidente a igual 1 m/s.
Unidade Astronômica	Distância média entre o Sol e a Terra; cerca de 150 milhões de km.

Vento Movimento do ar na atmosfera terrestre devido ao aquecimento heterogêneo provocado pela radiação solar nas diferentes regiões da superfície terrestre.

Voltímetro Instrumento usado para medir a tensão elétrica.

Wp (watt-pico) Unidade de potência de saída de uma célula, módulo ou gerador fotovoltaico, considerando as condições padrão de teste.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é hoje uma das alternativas energéticas mais promissoras para prover a energia necessária ao desenvolvimento humano. Quando se fala em energia, deve-se lembrar de que o Sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia na Terra. Em outras palavras, as fontes de energia são, em última instância, derivadas, em sua maioria, da energia do Sol.

É a partir da energia do Sol que se dá a evaporação, origem do ciclo das águas, que possibilita o represamento e a consequente geração de eletricidade (hidroeletricidade). A radiação solar também induz a circulação atmosférica em larga escala, causando os ventos. Assim, também a energia eólica é uma forma indireta de manifestação da energia solar, já que os ventos se formam a partir da conversão da radiação solar em energia cinética, em função de um balanço diferenciado nas diferentes latitudes entre a radiação solar incidente e a radiação terrestre emitida. Petróleo, carvão e gás natural foram gerados a partir de resíduos de plantas e animais que originalmente obtiveram do recurso solar a energia necessária ao seu desenvolvimento. É também através da energia do Sol que a matéria orgânica, como a cana-de-açúcar, realiza a fotossíntese e se desenvolve para, posteriormente, ser transformada em combustível nas usinas. Entretanto, neste manual tratar-se-á apenas do que se pode chamar de energia solar direta.

O Relatório Especial sobre Fontes Renováveis de Energia e Mitigação da Mudança Climática, publicado pelo IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change)*, agregou a energia solar direta em cinco grandes blocos: 1) solar passiva, onde se insere a arquitetura bioclimática; 2) solar ativa, onde se inserem o aquecimento e a refrigeração solares; 3) solar fotovoltaica, para produção de energia elétrica com e sem concentradores, sendo esta última o objeto deste manual; 4) a geração de energia elétrica a partir de concentradores solares térmicos para altas temperaturas e; 5) um processo inspirado na fotossíntese através do qual, em um reator alimentado por dióxido de carbono (CO_2), água e metal ou óxido metálico, exposto à radiação solar, produz-se hidrogênio, oxigênio e monóxido de carbono. Neste caso, o hidrogênio seria o combustível solar a alimentar células a combustível, não mais produzido a partir de gás natural, mas da quebra da molécula da água através da luz solar. Ressalta-se que a técnica mencionada ainda não se mostrou eficiente na produção do combustível solar e continua em desenvolvimento.

De forma mais simplificada, para fins de engenharia, pode-se falar da energia solar térmica e energia solar fotovoltaica. Algumas formas de utilização da energia solar são apresentadas a seguir.

1.1 – Energia Solar Térmica

Neste caso, o interesse é na quantidade de energia que um determinado corpo é capaz de absorver, sob a forma de calor, a partir da radiação solar incidente no mesmo. A utilização dessa forma de energia implica não somente em saber captá-la, mas também em como armazená-la. Os equipamentos mais difundidos com o objetivo específico de se utilizar a energia solar térmica são conhecidos como coletores solares.

Os coletores solares são aquecedores de fluidos (líquidos ou gasosos) e são classificados em coletores concentradores e coletores planos, em função da existência ou não de dispositivos de concentração da radiação solar. O fluido aquecido pode ser mantido em reservatórios termicamente isolados até o seu uso final. Os coletores concentradores estão associados a aplicações em temperaturas superiores a 100°C, podendo alcançar temperaturas de até 400°C para o acionamento de turbinas a vapor e posterior geração de eletricidade. Já os coletores planos são utilizados fundamentalmente para aplicações residenciais e comerciais em baixa temperatura (por volta de 60°C), tais como: água aquecida para banho, ar quente para secagem de grãos, aquecimento de piscinas, água aquecida para limpeza em hospitais e hotéis, etc.

Os coletores solares planos são largamente utilizados para aquecimento de água em residências, hospitais, hotéis, etc., visando à redução do consumo de energia elétrica ou de gás. Em termos globais, o Relatório da Situação Global das Renováveis 2012 estima que a potência instalada acumulada no mundo, apenas para aquecimento de água e geração de calor, atingiu 232 GW_{th}[1] ao final de 2011, o que representa o uso de uma área aproximada de 330 milhões de m^2. O mesmo relatório estima que mais de 200 milhões de residências no mundo usam coletores solares para aquecimento de água. No Brasil, a área acumulada atingiu 8,49 milhões de m^2, o que supera 5,7 GW_{th}, sendo 1,15 milhão de m^2 acrescentados apenas em 2012. A Figura 1.1 apresenta a evolução do setor de aquecimento solar no mercado brasileiro ao longo da última década.

[1] GW_{th} – Gigawatt térmico. Unidade de potência usada para caracterização de equipamentos para resfriamento, como condicionadores de ar, ou aquecimento, como coletores solares, centrais termelétricas ou turbinas.

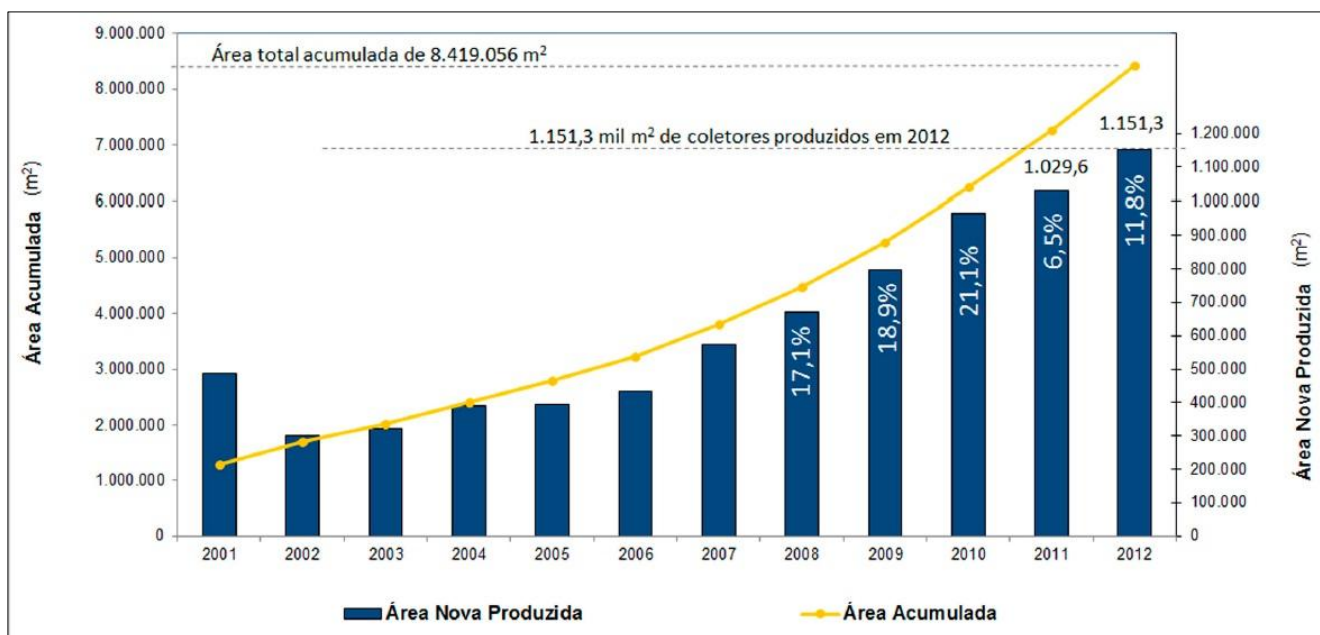



Figura 1.1 - Evolução do Mercado Brasileiro de Aquecimento Solar. Fonte: (DASOL, 2013).

Uma tendência que se observa nessa área, no exterior, é a instalação de grandes sistemas solares integrados para aquecimento de água e ambiente, bem como para refrigeração, além da implantação de sistemas urbanos de aquecimento (*district heating*). Em 2011 foi construída uma planta de 25 MW_{th} para aquecimento de água em Riad, na Arábia Saudita, capaz de atender 40.000 estudantes universitários, constituindo-se na maior planta instalada no mundo para esta finalidade.

Plantas de médio e grande porte utilizando sistemas ópticos (lentes, espelhos) para concentração da radiação solar e aquecimento de fluidos a altas temperaturas são denominadas de CSP (*Concentrated Solar Power*). Quatro tecnologias CSP são usadas: cilindros parabólicos, torres solares, coletores lineares de Fresnel e concentradores ("discos") parabólicos. Nas três primeiras tecnologias, normalmente o calor captado é usado na produção de vapor e posterior acionamento de turbinas para fins de geração de energia elétrica. Na última, a energia elétrica é gerada em motores *stirling*. As tecnologias apresentam diferentes níveis de maturidade, variando desde a viabilidade comercial dos cilindros parabólicos – que dominam o mercado com 90% da potência instalada, passando por plantas pilotos comerciais com torres solares, a projetos pilotos com concentradores de Fresnel. As potências destas plantas podem variar de uma dezena de kW, nos sistemas *stirling*, até centenas de MW, em plantas com cilindros parabólicos.

Em 2013, as instalações CSP de diferentes tecnologias de concentradores solares atingiram uma potência instalada global da ordem de 2,8 GW, onde aproximadamente 90% das instalações se encontravam em operação. A Espanha é responsável por aproximadamente 65% do total das plantas em operação no mundo.

Uma grande vantagem dos sistemas solares térmicos é a possibilidade de serem acoplados a sistemas de armazenamento de calor para uso em outros horários, que não coincidem com a incidência

solar. Isso traz uma maior flexibilidade no despacho de energia elétrica, em comparação aos sistemas fotovoltaicos, além de maior eficiência no processo de conversão de energia e de uma gama de aplicação mais ampla. Outra vantagem é a possibilidade de integração com outras aplicações que necessitem de energia térmica.

Um dos grandes desafios que se coloca para o segmento industrial solar térmico é a queda significativa dos preços dos módulos fotovoltaicos[2], que tornam estes mais competitivos.

Quanto à energia solar térmica passiva, a arquitetura bioclimática estuda formas de harmonizar as construções ao clima e características locais, pensando no homem que habitará ou trabalhará nesses ambientes, e tirando partido de correntes convectivas naturais e de microclimas criados por vegetação apropriada. Trata-se da adoção de soluções arquitetônicas e urbanísticas adaptadas às condições específicas (clima e hábitos de consumo) de cada lugar, utilizando, para isso, a energia que pode ser diretamente obtida das condições locais e beneficiando-se da luz e do calor provenientes da radiação solar incidente, bem como da ventilação natural. O uso da luz solar, que implica em redução do consumo de energia elétrica para iluminação, condiciona o projeto arquitetônico quanto à sua orientação espacial, quanto às dimensões das janelas e suas propriedades ópticas, altura do teto, etc. Por outro lado, a administração do calor proveniente do Sol é conseguida pela alteração da orientação espacial da edificação e pela seleção dos materiais adequados (isolantes ou não, conforme as condições climáticas) para paredes, vedações e coberturas, dentre outros fatores.

A arquitetura bioclimática não se restringe a características arquitetônicas adequadas. Preocupa-se, também, com o rendimento dos equipamentos e sistemas que são necessários ao uso da edificação (aquecimento de água, circulação de ar e de água, iluminação, conservação de alimentos, etc.) e com o uso de materiais de conteúdo energético tão baixo quanto possível.

1.2 – Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (Efeito Fotovoltaico), sendo a célula fotovoltaica, um dispositivo fabricado com material semicondutor, a unidade fundamental desse processo de conversão.

As principais tecnologias aplicadas na produção de células e módulos fotovoltaicos são classificadas em três gerações. A primeira geração é dividida em duas cadeias produtivas: silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si), que representam mais de 85% do mercado, por ser

---

[2] Módulo fotovoltaico é uma unidade básica, formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica, e se constitui na unidade comercial do gerador fotovoltaico. Ver item 3.4.

considerada uma tecnologia consolidada e confiável, e por possuir a melhor eficiência comercialmente disponível.

A segunda geração, comercialmente denominada de filmes finos, é dividida em três cadeias produtivas: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Esta geração apresenta menor eficiência do que a primeira e tem uma modesta participação do mercado, competindo com a tecnologia c-Si[3]. Existem dificuldades associadas à disponibilidade dos materiais, vida útil, rendimento das células e, no caso do cádmio, sua toxicidade, que retardam a sua utilização em maior escala.

A terceira geração, ainda em fase de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), testes e produção em pequena escala, é dividida em três cadeias produtivas: célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para concentração (CPV – *Concentrated Photovoltaics*), células sensibilizadas por corante (DSSC – *Dye-Sensitized Solar Cell*) e células orgânicas ou poliméricas (OPV – *Organic Photovoltaics*). A tecnologia CPV, por exemplo, demonstrou ter um potencial para produção de módulos com altas eficiências, embora o seu custo ainda não seja competitivo com as tecnologias que atualmente dominam o mercado.

A Figura 1.2 apresenta a evolução da eficiência das células fotovoltaicas verificada no período de 1990 a 2010, mostrando a melhor eficiência obtida para células de pequena área (0,5 a 5,0 cm^2) fabricadas em laboratório, usando diferentes tecnologias. Células multijunção para concentração (III-V MJ Conc)[4] foram fabricadas com dupla junção até 1995 e, posteriormente, com junções triplas. Na Figura 1.2, a eficiência da célula a-Si MJ (multijunção com silício amorfo) refere-se ao valor já estabilizado após exposição prolongada à luz.

[3] Denominação genérica das tecnologias de silício cristalino, m-Si e p-Si.

[4] Células com Concentradores Multijunção, também conhecidas por III-V MJ Conc, utilizam na sua fabricação semicondutores dos antigos grupos III e V da tabela periódica.

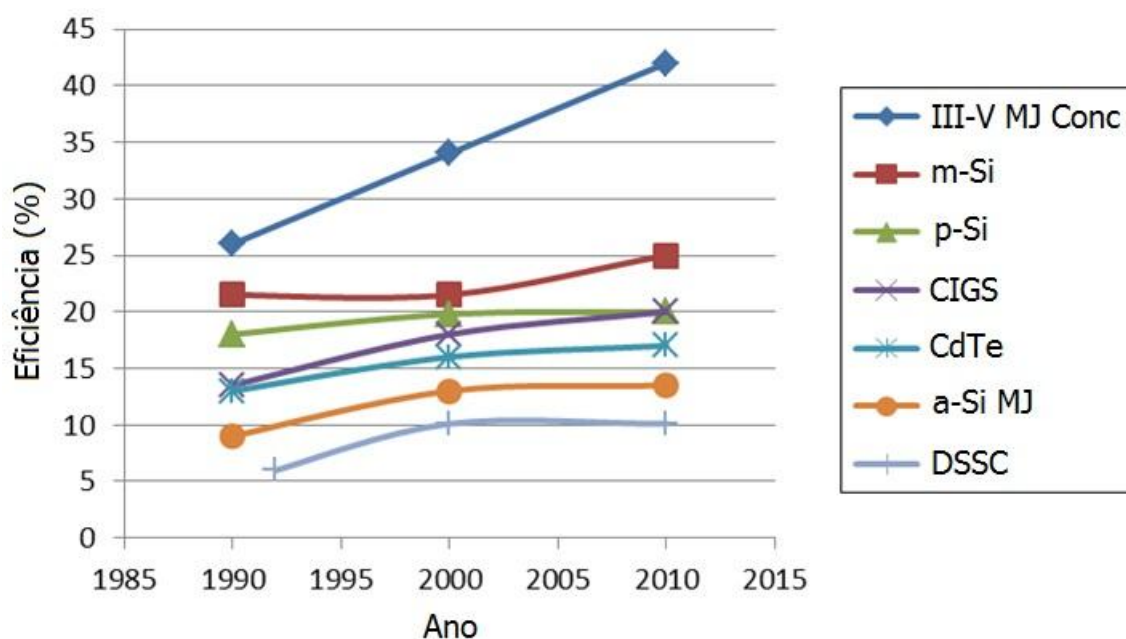



Figura 1.2 - Desenvolvimento das células fotovoltaicas. Fonte: Adaptada de (GREEN et al., 2011).

Um desafio paralelo para a indústria é o desenvolvimento de acessórios e equipamentos complementares para sistemas fotovoltaicos, com qualidade e vida útil comparáveis às dos módulos (fabricantes de módulos de silício cristalino garantem os seus produtos por 25 anos). Sistemas de armazenamento de energia e de condicionamento de potência têm sofrido grandes avanços no sentido de aperfeiçoamento e redução de custos, embora ainda não tenham atingido o grau de desenvolvimento desejado.

1.2.1 – História e situação atual da energia solar fotovoltaica no mundo

Os principais eventos associados ao desenvolvimento dos equipamentos de conversão da energia solar fotovoltaica podem ser visualizados na Figura 1.3.

O efeito fotovoltaico, primeiramente descoberto por Edmond Becquerel, em 1839, implica no aparecimento de uma diferença de potencial nos terminais de uma célula eletroquímica causada pela absorção de luz. Em 1876 foi concebido o primeiro aparato fotovoltaico advindo dos estudos da física do estado sólido e, apenas em 1956, iniciou-se a produção industrial, seguindo o crescimento da área de eletrônica.

Inicialmente, o desenvolvimento da tecnologia apoiou-se na busca, por empresas do setor de telecomunicações, de fontes de energia para sistemas instalados em localidades remotas. O segundo agente impulsionador foi a chamada “corrida espacial”. A célula fotovoltaica era, e continua sendo, o meio mais adequado (menor custo, peso e segurança) para fornecer a quantidade de energia necessária para longos períodos de alimentação de equipamentos eletroeletrônicos no espaço.

Ano	Evento
1800	Descoberta do Selênio (Se) (Berzelius)
1820	Preparação do Silício (Si) (Berzelius)
1840	Efeito Fotovoltaico (Becquerel)
1860	Efeito Fotocondutivo no Se (Smith)
	Retificador de Ponto de Contato (Braun)
1880	Efeito Fotocondutivo no Se (Adams & Day)
	Célula Fotovoltaica de Se (Fritts/Uljanin)
1900	Fotosensitividade em Cu-Cu$_2$O (Hallwachs)
1910	
	Efeito Fotovoltaico com Barreira de Potencial (Goldman & Brodsky)
1920	Monocristal a partir do Si Fundido (Czochralski)
	Retificador de Cu-Cu$_2$O (Grondahl)
1930	Célula Fotovoltaica de Cu-Cu$_2$O (Grondahl & Geiger)
	Teorias de Bandas em Sólidos (Strutt/Brillouin/Krönig & P)
	Teorias de Células com Barreiras V e H (Schottky et al)
1940	Teoria da Difusão Eletrônica (Dember)
	Aplicações Fotométricas (Lange)
	1% de Eficiência em Células de Sulfeto de Tálio (Nix & Treptow)
1950	Crescimento de Células Fotovoltaicas com Junção (Ohl)
	Teoria da Junções *p-n* (Schockley)
1954	Célula Solar de Si (Pearson, Fuller & Chapin)
1955	Junções *p-n* Difundidas (Fuller)
1960	Célula Solar de CdS (Reynolds et al)
	Teorias de Células Solares (Piann & Roosbroeck/Prince)
1962	O "Bandgap" e a Eficiência das Células (Loferski, R. & W)
	Teoria da Resposta Espectral, Mecanismo de Perdas (Wolf)
	Efeitos de Resistência em Série (Wolf & Rauschenbach)
	Células de Si *n/p* Resistentes a Radiação (Kesperis & M.)
	Contatos Evaporados de Ti-Ag (BTL)
1973	Células Violeta com 15,2% de Eficiência
1976	Células de Silício Amorfo (a-Si)
1992	Células Metal-Insulator-Semicondutor (MIS) de 24% de Eficiência
1998	Células de Silício Monocristalino com Eficiência de 24,7%
1999	Potência Instalada Acumulada Atinge o Primeiro GWp
2002	Potência Instalada Acumulada Dobra em Relação a 1999
2005	Eficiência Superior a 20% para Células em Silício Policristalino
2006	Células Multijunção com Rendimentos Superiores a 34%
	Células de Tripla Junção Superam os 40 % de Eficiência
2008	Módulos de c-Si Dominam 87% do Mercado (John Wiley & Sons, 2011)
	Expansão de Módulos de Filme Fino (a-Si, CdTe e módulos CIS)
2009	Mais de 23 GWp Instalados (EPIA)
2011	Mais de 70 GWp de Potência Instalada Acumulada (EPIA, 2012)
2012	Potência Instalada Acumulada Supera 100 GWp (EPIA, 2013)

Figura 1.3 - Representação dos eventos-chave no desenvolvimento das células fotovoltaicas. Fonte: Adaptado de (FERREIRA, 1993).

A crise do petróleo de 1973 renovou e ampliou o interesse em aplicações terrestres para a energia solar fotovoltaica. Porém, para tornar economicamente viável essa forma de conversão de energia, seria necessário, naquele momento, reduzir em até 100 vezes o custo de produção das células fotovoltaicas em relação ao custo daquelas células usadas em aplicações espaciais. Adicionalmente, o perfil das empresas envolvidas no setor também foi modificado. Nos Estados Unidos, algumas empresas de petróleo resolveram diversificar seus investimentos, incluindo a produção de energia a partir da radiação solar em suas áreas de negócios.

Em 1978, a produção da indústria fotovoltaica no mundo já ultrapassava a marca de 1 MWp/ano[5]. Os Estados Unidos foram líderes mundiais na produção dessa tecnologia durante a maior parte da década de 1990. No final dessa década, políticas de governo na Alemanha e no Japão resultaram em aumentos substanciais no desenvolvimento desse mercado. Essas políticas foram impulsionadas, em parte, por um forte compromisso com a redução de CO_2, conforme previsto pelo Protocolo de Kyoto, e em parte para desenvolver o mercado dessa tecnologia para exportação.

Em 1998, a produção mundial de células fotovoltaicas atingiu a marca de 150 MWp, sendo o silício quase absoluto dentre os materiais utilizados. O grande salto no desenvolvimento do mercado fotovoltaico resultou do rápido aumento da produção chinesa, observado desde 2006. Em 2003, a Ásia não figurava entre os dez maiores fabricantes do mundo, entretanto, em 2008, três destes eram da China e um de Taiwan e, em 2009, a China já ocupava a liderança na fabricação de módulos.

Embora abundante na Terra, a energia solar para produção de energia elétrica ainda é pouco utilizada. Nos países desenvolvidos este cenário vem mudando, porque fortes incentivos foram concedidos para a instalação de sistemas fotovoltaicos. A Figura 1.4 apresenta a evolução da produção mundial de células fotovoltaicas, tendo sido produzidos, em 2012, cerca de 36,2 GWp. Esta potência equivale a mais de duas vezes e meia a potência da usina hidroelétrica de Itaipu, a maior central de produção de energia elétrica do Brasil. Nos últimos onze anos, o crescimento anual médio da indústria de células e módulos fotovoltaicos foi de 54,2%.

---

[5] Wp (watt-pico) é a unidade de potência de saída de um gerador fotovoltaico, sob as condições padrão de ensaio.

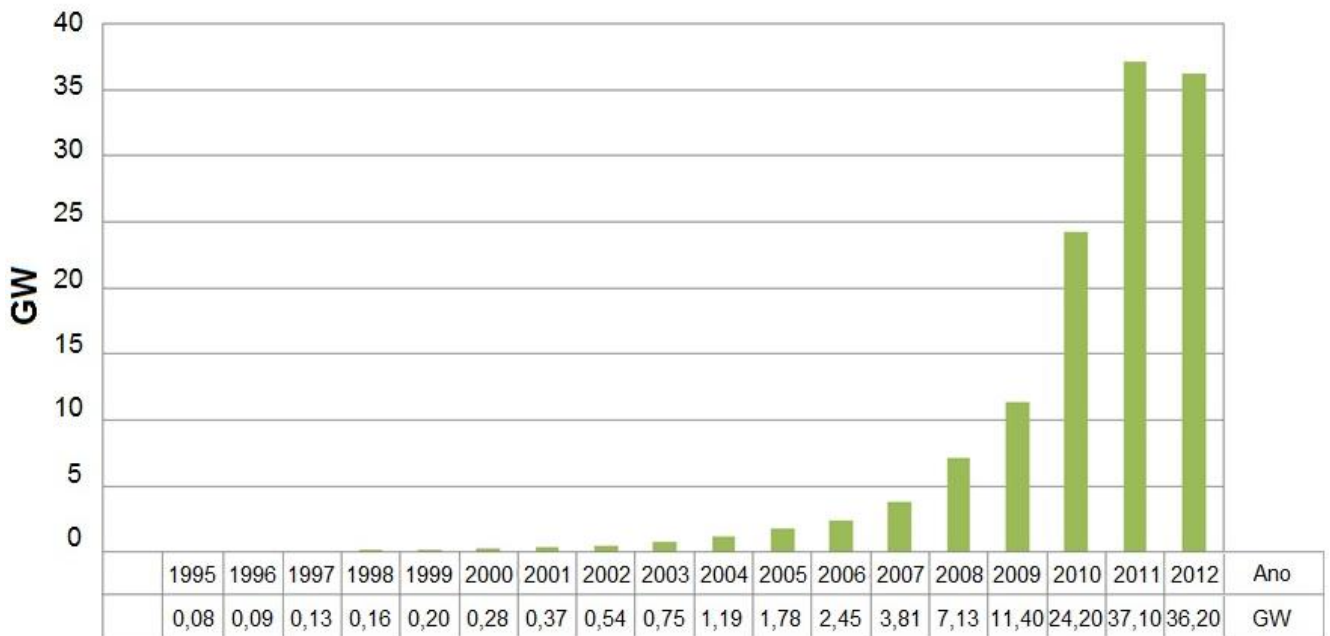



Figura 1.4 - Produção mundial de células fotovoltaicas. Fonte: Modificado de (Roney 2013).

A Figura 1.5 apresenta a potência instalada em sistemas fotovoltaicos no mundo no período de 2000 a 2012. O maior mercado de módulos fotovoltaicos tem sido a Alemanha, seguida da Itália, sendo que, apenas na Europa, encontram-se instalados aproximadamente 74% da produção mundial. Em 2011, a energia elétrica produzida pelos sistemas fotovoltaicos correspondeu a 2% do consumo europeu, com destaque para a Itália, onde este número foi da ordem de 5%. Na última década, a potência instalada em sistemas fotovoltaicos nos países europeus somente foi menor que a instalada em centrais eólicas e a gás natural. Depois da Europa, os maiores mercados para sistemas fotovoltaicos estão no Japão e nos Estados Unidos. Vale ressaltar que, até 2012, a potência instalada acumulada global superou os 100 GWp, sendo 32,3 GWp na Alemanha e 16 GWp na Itália.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Outros Países	751	807	887	964	993	1.003	1.108	1.150	1.226	1.306	1.590	2.098	2.098	
Oriente Médio e África	n/a	n/a	n/a	n/a	1	1	1	2	3	25	71	192	601	
China	19	24	42	52	62	70	80	100	140	300	800	3.300	8.300	
Américas	146	178	225	290	394	501	650	863	1.209	1.752	2.780	4.959	8.717	
Ásia-Pacífico	355	495	686	916	1.198	1.500	1.825	2.096	2.631	3.373	4.956	7.628	12.397	
Europa	129	262	396	598	1.305	2.289	3.281	5.310	11.020	16.850	30.472	52.884	70.043	
Total	**1.400**	**1.765**	**2.235**	**2.820**	**3.952**	**5.364**	**6.946**	**9.521**	**16.229**	**23.605**	**40.670**	**71.061**	**102.156**	**MWp**

Figura 1.5 - Evolução da potência instalada em sistemas fotovoltaicos no mundo. Fonte: (EPIA, 2013).

Outros mercados estão surgindo, principalmente na Ásia, podendo-se citar, dentre outros países, o expressivo crescimento verificado na China e na Índia, devido a políticas favoráveis, preços baixos de módulos fotovoltaicos e programas de eletrificação rural em larga escala. Na China, mais do que incentivar o uso da tecnologia através de programas governamentais, a política mais agressiva está voltada para a produção e exportação de células e módulos fotovoltaicos. A Figura 1.6 apresenta a distribuição percentual da produção mundial de células segundo o país ou região, em 2012. A China, que fabricou 23 GWp em módulos fotovoltaicos, deteve 64% da produção mundial desse ano. As indústrias instaladas em países asiáticos, não necessariamente com tecnologia desenvolvida nacionalmente, dominam o mercado, com 85%. Em 2012, na Europa foram produzidos 11% dos módulos fotovoltaicos e nos Estados Unidos, 3%, mas deve-se observar que muitas empresas europeias e norte-americanas deslocaram suas fábricas para a Ásia, em busca de redução de custos de produção, em função da existência de uma cadeia produtiva estabelecida, mão de obra qualificada e barata, e incentivos por meio de fontes de financiamento para implantação de fábricas.

O gráfico da Figura 1.6 mostra os principais países fabricantes de módulos fotovoltaicos do mundo em 2012.

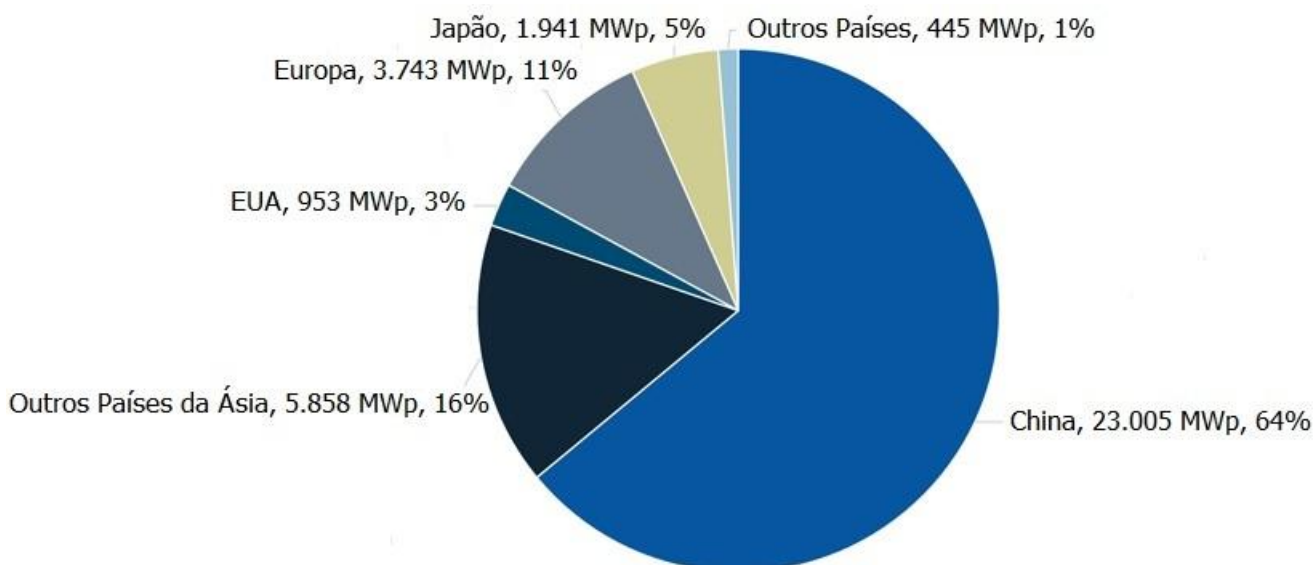



Figura 1.6 - Distribuição da produção mundial de células fotovoltaicas em 2012. Fonte: (GTM RESEARCH, 2013)

O custo das células fotovoltaicas é, ainda hoje, um grande desafio para a indústria e o principal empecilho para a difusão dos sistemas fotovoltaicos em larga escala. No entanto, a tecnologia fotovoltaica está se tornando cada vez mais competitiva, em razão, tanto dos seus custos decrescentes, quanto dos custos crescentes das demais formas de produção de energia, inclusive em função da internalização de fatores que eram anteriormente ignorados, como a questão dos impactos ambientais. No final de 2013, para venda em maior escala, o preço do módulo fotovoltaico de c-Si encontrava-se em cerca de 0,60 €/Wp na Europa, de 0,65 U$/Wp nos EUA e menos de 3 R$/Wp no Brasil.

1.2.2 – Breve histórico da energia solar fotovoltaica no Brasil

O território brasileiro recebe elevados índices de irradiação solar, quando comparado com países europeus, onde a tecnologia fotovoltaica é disseminada para a produção de energia elétrica. Constata-se, entretanto, que o avanço tecnológico no Brasil tem passado por fases de crescimento, bem como por períodos de várias dificuldades.

Nos anos 50, iniciou-se o desenvolvimento de módulos fotovoltaicos no Instituto Nacional de Tecnologia (INT) e no Centro Tecnológico de Aeronáutica (CTA) – hoje Centro Técnico Aeroespacial, sendo realizado, em 1958, o Primeiro Simpósio Brasileiro de Energia Solar. O início do desenvolvimento de células fotovoltaicas de silício cristalino na Universidade de São Paulo (USP) teve por base o conhecimento em microeletrônica. As atividades foram focadas no desenvolvimento de lingotes de silício monocristalino com o método Czochralski (Si-Cz), que, utilizados para a fabricação de células fotovoltaicas, resultaram em dispositivos com eficiência da ordem de 12,5%.

O desenvolvimento de tecnologias de filmes finos começou na década de 1970, no Instituto Militar de Engenharia (IME), localizado no Rio de Janeiro, com colaboração internacional. Foi montada uma linha completa para processamento de células fotovoltaicas de Cu_2S/CdS (sulfeto de

cobre/sulfeto de cádmio) com dimensões de 5 x 5 cm. Um dos principais resultados obtidos foi a produção de um módulo fotovoltaico de 30 x 30 cm com 5% de eficiência. A tecnologia evoluiu inicialmente para células fotovoltaicas de filmes finos CIS, mas atualmente o grupo atua na tecnologia de células CdTe.

Nos anos 70, o desenvolvimento tecnológico no Brasil, no setor de energia solar fotovoltaica, iniciado duas décadas antes, equiparava-se ao que ocorria nos países de vanguarda no mundo, incentivado pela crise internacional do petróleo. No final dos anos 70 e início da década de 80, duas fábricas de módulos fotovoltaicos de silício cristalino foram estabelecidas no país. Porém, nos anos 80, vários grupos de pesquisa direcionaram os seus trabalhos para outras áreas, devido à falta de incentivos, e as fábricas reduziram a sua produção significativamente, ou foram extintas. Atualmente há apenas uma fábrica para encapsulamento de módulos fotovoltaicos em funcionamento no Brasil (Empresa Tecnometal, localizada em Campinas).

A Associação Brasileira de Energia Solar (ABENS) foi criada em 1978 e possuía escritórios regionais em vários estados brasileiros. Porém, uma década mais tarde, as atividades foram interrompidas temporariamente. Muitos anos depois, com o aumento do número de especialistas e das atividades de pesquisa no país, iniciou-se, durante o II SNESF - Simpósio Nacional de Energia Solar Fotovoltaica, ocorrido em 2005 no Cepel (Rio de Janeiro, RJ), uma discussão entre os pesquisadores atuantes na área, para reorganização da ABENS. Após a sua reestruturação, o primeiro congresso promovido pela ABENS (I CBENS - Congresso Brasileiro de Energia Solar) foi realizado em 2007 em Fortaleza, CE. Até 2012 foram realizados três outros congressos: II CBENS em novembro de 2008 (Florianópolis, SC); III CBENS em setembro de 2010 (Belém, PA) e IV CBENS em setembro de 2012 (São Paulo, SP).

Nos anos 80 e 90 houve o desenvolvimento, em escala de laboratório e piloto, de várias tecnologias relacionadas à purificação de silício para uso em células fotovoltaicas e à fabricação destas células, em várias universidades e centros de pesquisa públicos, bem como em empresas privadas.

No início dos anos 90, células fotovoltaicas de silício cristalino foram desenvolvidas para serem testadas no primeiro satélite brasileiro. Atualmente, no Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), localizado em São José dos Campos, SP, estão sendo testadas e usadas células de tripla junção, para aplicações espaciais.

No final dos anos 90, iniciou-se o desenvolvimento de células fotovoltaicas de CdS/CdTe e de silício amorfo hidrogenado em vários centros de pesquisa, sendo obtidas eficiências da ordem de 6% e 7%, respectivamente. Mais recentemente, na década atual, células fotovoltaicas sensibilizadas por corantes e em materiais orgânicos também estão sendo desenvolvidas em universidades e centros de

pesquisa, como o Instituto de Química da Universidade de São Paulo e o Laboratório de Nanotecnologia e Energia Solar da UNICAMP, com eficiências da ordem de 2%.

Nos anos 90, a difusão da tecnologia fotovoltaica no Brasil ficou defasada em relação ao que ocorria na Alemanha, Japão e outros países europeus onde os incentivos estavam direcionados ao desenvolvimento tecnológico e industrial e, principalmente, para aplicações associadas ao uso da energia solar em residências. Como marco, pode-se citar o Programa de 1.000 Telhados Fotovoltaicos, iniciado em 1990, na Alemanha.

Em 1994, o Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (Cresesb) foi criado por meio de um Convênio entre o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) da Eletrobras e o Ministério de Minas e Energia (MME), com apoio do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), atual Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI). As principais atividades do Cresesb (www.cresesb.cepel.br) destinam-se ao apoio de programas do Governo Federal, divulgação de informações, edição de publicações, realização de cursos e manutenção de biblioteca especializada, sendo, assim, um instrumento para difusão de conhecimento técnico e qualificado nas áreas de energia solar e eólica.

No início do século XXI, com o avanço industrial na fabricação de células e módulos fotovoltaicos, verificado principalmente na China, e aumento do número de instalações de sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica, o Brasil não conseguiu acompanhar a evolução que estava ocorrendo no mundo. Em 2001, entretanto, uma iniciativa do Governo Federal, caracterizada pela criação do Fundo Setorial de Energia (CT-ENERG), resultou em um crescimento das atividades de P&D em energia solar fotovoltaica e na formação de grupos de pesquisa e programas de pós-graduação.

Nesse contexto, em 2004, foi criado em Porto Alegre, RS, o Centro Brasileiro para Desenvolvimento da Energia Solar Fotovoltaica (CB-Solar), por meio de um Termo de Cooperação Técnico-Científica entre entidades dos governos Federal (Ministério da Ciência e Tecnologia), Estadual (Secretaria Estadual de Energia, Minas e Comunicações) e Municipal (Secretaria Municipal da Produção, Indústria e Comércio), em conjunto com a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) e a Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUC-RS). Duas ações do CB-Solar podem ser destacadas:

1) a promoção do I e II Simpósio Nacional de Energia Solar Fotovoltaica (SNESF), realizados, respectivamente, em 2004 e 2005 em parceria com o Cresesb, universidades, centros de pesquisas, órgãos governamentais e empresas;

2) o desenvolvimento de tecnologias em escala piloto para fabricação de células fotovoltaicas de silício cristalino e de módulos fotovoltaicos, incluindo uma análise técnico-econômica da sua produção em escala industrial.

Atualmente, no Brasil há laboratórios e equipes de especialistas em universidades públicas e privadas, centros de pesquisa e empresas, atuando no desenvolvimento de tecnologias de purificação de silício, células e módulos fotovoltaicos, inversores e controladores de carga, bem como no estudo de aplicações dessas tecnologias. Porém, ainda não foi atingido o nível de aperfeiçoamento tecnológico dos países desenvolvidos nesta área e, portanto, esforços devem ainda ser realizados por todos os atores do setor.

No que concerne às ações efetivas para aproveitamento da energia fotovoltaica, foram instalados diversos sistemas fotovoltaicos isolados e sistemas híbridos para fornecimento de energia em ilhas e localidades afastadas da rede elétrica em todo o território brasileiro. Em 1994, o Governo Federal, por meio do Ministério de Minas e Energia, criou um programa para promover a eletrificação rural, baseado principalmente nos sistemas fotovoltaicos, denominado Prodeem (Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios), envolvendo universidades, centros de pesquisa, secretarias estaduais de energia e concessionárias federais e estaduais, através do qual foram adquiridos mais de 8.500 sistemas fotovoltaicos.

No ano de 2002, a Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) iniciou estudos para estabelecimento de regulamentação das especificações técnicas necessárias à instalação dos SIGFIs (Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes), destinados ao fornecimento de energia elétrica aos consumidores isolados da rede elétrica de distribuição, que resultou na publicação da Resolução Normativa nº 83/2004, posteriormente revogada e substituída pela Resolução Normativa nº 493/2012, a qual regulamenta também o fornecimento de energia por meio dos MIGDIs (Microssistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica).

Em 2003, foi instituído pelo Governo Federal o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Programa Luz para Todos (LpT), através do Decreto nº 4.873/2003, e alterado pelo Decreto nº 6.442/ 2008, que tem por objetivo prover o acesso à energia elétrica a todos os domicílios e estabelecimentos do meio rural. Os agentes executores do LpT são as concessionárias de energia, que podem utilizar recursos subsidiados no investimento dos sistemas de atendimento. O processo de universalização tem ocorrido majoritariamente por meio de extensão de rede, mas também contempla a instalação de sistemas fotovoltaicos. Neste contexto, milhares de SIGFIs foram instalados nos estados da Bahia e de Minas Gerais, pelas distribuidoras estaduais Coelba e Cemig, respectivamente.

Ainda no âmbito do LpT, a Eletrobras, em parceria com a agência alemã de cooperação técnica GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, antiga GTZ) e a Eletrobras Distribuição Acre, desenvolveu um projeto piloto de implantação de 103 SIGFIs em uma reserva extrativista localizada no município de Xapuri, AC. Sistemas tipo MIGDIs também foram utilizados no âmbito do LpT pelas distribuidoras do Amazonas e do Pará , em parceria com a Eletrobras, para fornecimento de energia elétrica a comunidades ribeirinhas remotas.

Em 2009, foi publicada a Lei nº 12.111 que dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados. Essa lei é um marco para a universalização do atendimento de energia elétrica pois autoriza a utilização de subsídio governamental para reembolsar o custo de geração, incluindo investimentos e custos de operação e manutenção, de qualquer sistema elétrico - e não mais só aqueles a base de combustíveis fósseis - para atendimento de áreas isoladas ao SIN (Sistema elétrico Interligado Nacional). Com isso é assegurado recurso para a universalização mesmo com a extinção do Programa LpT em 2014. A Celpa e distribuidoras da Eletrobras elaboraram projetos para atendimento de algumas comunidades remotas com base unicamente em sistemas fotovoltaicos. Em 2013 o MME, com apoio do EPE, da Eletrobras e do Cepel, elaborou um relatório (em fase de revisão) intitulado "Especificações dos Projetos de Referência no âmbito do Programa Luz para Todos" com critérios para orientar as distribuidoras na elaboração de seus projetos para os leilões previstos na Lei nº 12.111 e que utilizem recursos de investimento do Programa LpT. Em maio de 2013 a Celpa efetuou o primeiro leilão de energia nestes termos, que resultou em fracassado pois os proponentes não conseguiram atestar a capacidade técnica requerida. A estimativa é que em 2014 a Celpa lance de novo o leilão e também a Eletrobras Amazonas Energia e a Eletrobras Distribuição Acre lancem os seus.

Com o aumento do número de instalações de sistemas fotovoltaicos no país, o Inmetro (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) criou um grupo de trabalho (GT-FOT) para atuar nesta área, como parte do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), formado por especialistas de universidades e centros de pesquisa, representantes de órgãos públicos e de empresas privadas. O GT-FOT estabeleceu requisitos para a etiquetagem dos componentes utilizados em sistemas fotovoltaicos (módulos, inversores, controladores de carga e baterias), descritos no documento intitulado "Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica", publicado pela Portaria Inmetro Nº 4/2011, bem como identificou um conjunto de laboratórios habilitados a efetuar os ensaios. Atualmente, diversos componentes disponíveis no mercado nacional já se encontram etiquetados, conforme as tabelas disponibilizadas pelo Inmetro. Adicionalmente, para serem comercializados, tais equipamentos necessitam ainda do registro do Inmetro, conforme Resolução Conmetro nº 05, de maio de 2008.

O COBEI (Comitê Brasileiro de Eletricidade, da ABNT) também criou um grupo técnico sobre sistemas fotovoltaicos que foi responsável pela elaboração, entre outras, das Normas NBR 16149

Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição e NBR 16150 Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - procedimento de ensaio de conformidade, com base nas normas IEC. Em dezembro de 2013, a norma "Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho" foi submetida à consulta pública (Projeto 03:082.01-005).

Os primeiros sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica foram instalados no Brasil no final dos anos 90 em concessionárias de energia elétrica, universidades e centros de pesquisa. A Chesf (Companhia Hidroelétrica do São Francisco) foi pioneira nesta área ao instalar um sistema fotovoltaico de 11 kWp em 1995, em sua sede em Recife, PE. Outros sistemas pioneiros foram instalados na USP (São Paulo, SP), na UFSC (Florianópolis, SC), na UFRGS (Porto Alegre, RS) e no Cepel (Rio de Janeiro, RJ).

A regulamentação para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, associados a unidades consumidoras, foi definida em 2012 pela Aneel, a partir da publicação da Resolução Normativa nº 482/2012, que trata da micro e mini geração distribuída, correspondendo, respectivamente, a potências iguais ou inferiores a 100 kWp, e superiores a 100 kWp até 1 MWp. A regulamentação prevê o sistema de compensação de energia elétrica, de acordo com o qual é feito um balanço entre a energia consumida e a gerada na unidade consumidora (modelo *net metering*).

No que se refere à instalação de Usinas Fotovoltaicas (UFV) no Brasil, a primeira planta, um empreendimento da iniciativa privada com potência de 1 MWp, foi inaugurada em 2011 no Município de Tauá, CE. O Apêndice 3 apresenta alguns sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil.

Em 2011, a Aneel lançou a chamada no 13/2011 para um Projeto Estratégico de P&D, denominado "Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira". No escopo desta chamada, foram selecionados 18 projetos de sistemas fotovoltaicos centralizados conectados à rede elétrica (UFVs), com potência instaladas na faixa de 0,5 MWp e 3 MWp, resultando numa potência instalada total de cerca de 24 MWp, com custo aproximado de R$ 400 milhões. A maioria dos projetos será executada pelas concessionárias de energia elétrica públicas e privadas localizadas em diferentes regiões do Brasil, com previsão para entrada em operação até 2015.

Em novembro de 2013 ocorreu o primeiro Leilão de Energia (A-3) cujos empreendimentos de geração fotovoltaicos – com potência igual ou superior a 5MW - foram habilitados pelo EPE. O leilão foi destinado à compra de energia de novos empreendimentos de geração eólica, solar e termelétrica a biomassa ou a gás natural em ciclo combinado, para início de suprimento a partir de janeiro de 2016, com custo marginal de referência de R$ 126,00/MWh. Entretanto nenhum empreendimento

fotovoltaico, nem usinas térmicas a biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas apresentou proposta contemplando este valor, de forma que todos os projetos contratados foram de plantas eólicas, totalizando 867,6 MW de capacidade e preço médio final de R$ 124,43/MWh.

Atualmente a capacidade de sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil, incluindo sistemas isolados e conectados à rede, é da ordem de 30 a 40MWp (Abinee, 2012). O mercado brasileiro ainda não apresenta atratividade para a instalação no país de indústrias de módulos fotovoltaicos, que precisam de um mercado anual da ordem de centenas de MWp. Há algumas poucas fábricas de inversores fotovoltaicos de pequeno porte (300 a 500 W) para SIGFIs, mas não de controladores ou inversores de maior potência ou de inversores para conexão a rede. Por causa desse mercado ainda incipiente, o número de empresas domésticas de projetos e instalações de sistemas fotovoltaicos é pequeno e, na sua maioria, com pouca experiência. Sem políticas públicas de incentivo, estima-se que o mercado fotovoltaico brasileiro irá crescer timidamente alguns megawatts ao ano.

Segundo a Abinee (Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica), em seu relatório publicado em 2012 (Abinee, 2012), esse ritmo de crescimento da demanda nacional continuará lento, devido a vários fatores: o custo de geração do sistema fotovoltaico ainda não é competitivo, o investimento para instalações residenciais é elevado, as distribuidoras mostram restrições à micro e minigeração por receio de perda de mercado, há falta de políticas específicas de financiamentos e de modelos de comercialização e, finalmente, os consumidores têm pouco conhecimento sobre a fonte fotovoltaica como opção de geração de energia elétrica.

1.3 – Referências

ABINEE. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. Junho de 1012. Disponível em http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf.

ARVIZU, D.; BALAYA, P.; CABEZA, L.; HOLLANDS, T.; JÄGER-WALDAU, A.; KONDO, M.; KONSEIBO, C.; MELESHKO, V.; STEIN, W.; TAMAURA, Y.; XU, H.; ZILLES, R. **Direct solar energy**. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [EDENHOFER, O.; PICHS-MADRUGA, R.; SOKONA, Y.; SEYBOTH, K.; MATSCHOSS, P.; KADNER, S.; ZWICKEL, T.; EICKEMEIER, P.; HANSEN, G.; SCHLÖMER, S.; VON STECHOW, C. (eds)]. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2011.

CARVALHO, C.; BORGES, E.; ALMEIDA, G.; ARAÚJO, I.; OLIVIERI, M.; SCHWAB, T.; KLAUS W. **Solar Home Systems in Xapuri – A case study in Northern Brazil**. Rio de Janeiro, Brazil: RIO 9 - World Climate & Energy Event, 17-19 March 2009. p. 99-105.

DASOL. **Cresce produção de coletores solares e reservatórios térmicos**. SolBrasil, v. 16, maio de 2013, pp. 6-7.

DHERE, N. G.; CRUZ, L. R.; LOBO, P. C.; BRANCO, J. R. T.; RUTHER, R.; LIMA, J. H. G.; ZANESCO, I. **History of solar energy research in Brazil**. Orlando, Florida, USA: Proceedings of the ISES 2005 Solar World Congress, v. 1, 2005. p. 1-6.

EPIA - European Photovoltaic Industry Association. **Global market outlook for photovoltaics 2013-2017**. 2013. 60 p. Disponível em: <http://www.epia.org/>.

EPIA - European Photovoltaic Industry Association. **Global market outlook for photovoltaics until 2016**. 2012. 74 p. Disponível em: <http://www.epia.org/>.

EPIA - European Photovoltaic Industry Association. **World's solar photovoltaic capacity passes 100-gigawatt landmark after strong year**. Press Release 2013. Disponível em: <http://www.epia.org/>.

FERREIRA, M. J. G. **Inserção da energia solar fotovoltaica no Brasil**. São Paulo, Brasil: Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Energia, USP, 1993.

GALDINO, M. A.; LIMA, J. H.; NOVGORODCEV, A.; ZILLES, R.; ZANESCO, I.; MOEHLECKE, A.; ORLANDO, A. F.; KRENZINGER, A. **The brazilian program for labelling photovoltaic Systems.** Barcelona, Espanha: Proceedings of the Twentieth European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, v. I, 2005. p. 3199-3202.

GALDINO, M. A.; LIMA, J. H. **PRODEEM - O Programa Nacional de Eletrificação Rural baseado em energia solar fotovoltaica**. Rio de Janeiro, Brasil: Anais do IX CBE - Congresso Brasileiro de Energia. COPPE/UFRJ - PPE, v. IV, 2002. p. 1806-1814.

GREEN, M. A.; RAFFAELLE, R. P.; BRUTON, T. M.; CONIBEER, G. **Achievements and challenges of solar electricity from photovoltaics.** In Handbook of Photovoltaic Science and Engineering [LUQUE, A., HEGEDUS, S. (eds)]. 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2011. p. 1-38.

GTM RESEARCH - **GTM Research: Yingli gains crown as top producer in a 36 GW global PV market.** 2013. Disponível em: http://www.greentechmedia.com/articles/read/Yingli-Gains-Crown-As-Top-Producer-in-a-36-GW-Global-PV-Market; maio de 2013.

HERING, G. **Enter the dragon**. Photon International, Março de 2012. p. 132-161.

INMETRO. **PBE - Orientações Gerais para fabricantes e importadores sobre a Regulamentação de Equipamentos para geração de energia fotovoltaica**. Disponível em http://www2.inmetro.gov.br/pbe/pdf/guia_de_orientacoes_PBE_fotovoltaico.pdf

INMETRO. **PBE - Tabela De Eficiência Energética - Sistema De Energia Fotovoltaica – Módulos**. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/tabelas.asp>.

IRENA. **Renewable energy technologies: Cost analysis Series.** Solar Photovoltaics, Junho de 2012. 45 p.

JRC European Comission. **PV status report 2011. Research, solar cell production and market implementation of photovoltaics**. Agosto de 2011. 123 p. Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/refsys/>.

LIMA, A.; CARVALHO, C.; OLIVIERI, M.; ROCHA, M.; KLAUS, W.; BORGES, E.; SILVA, I.; SOARES, Y. **Brazilian policies to provide universal access to energy**. Cancun, Mexico: 2013 ISES Solar World Congress, 3-7 November 2013.

REN21. **Renewables 2013 Global Status Report**. Paris, França. 2013.

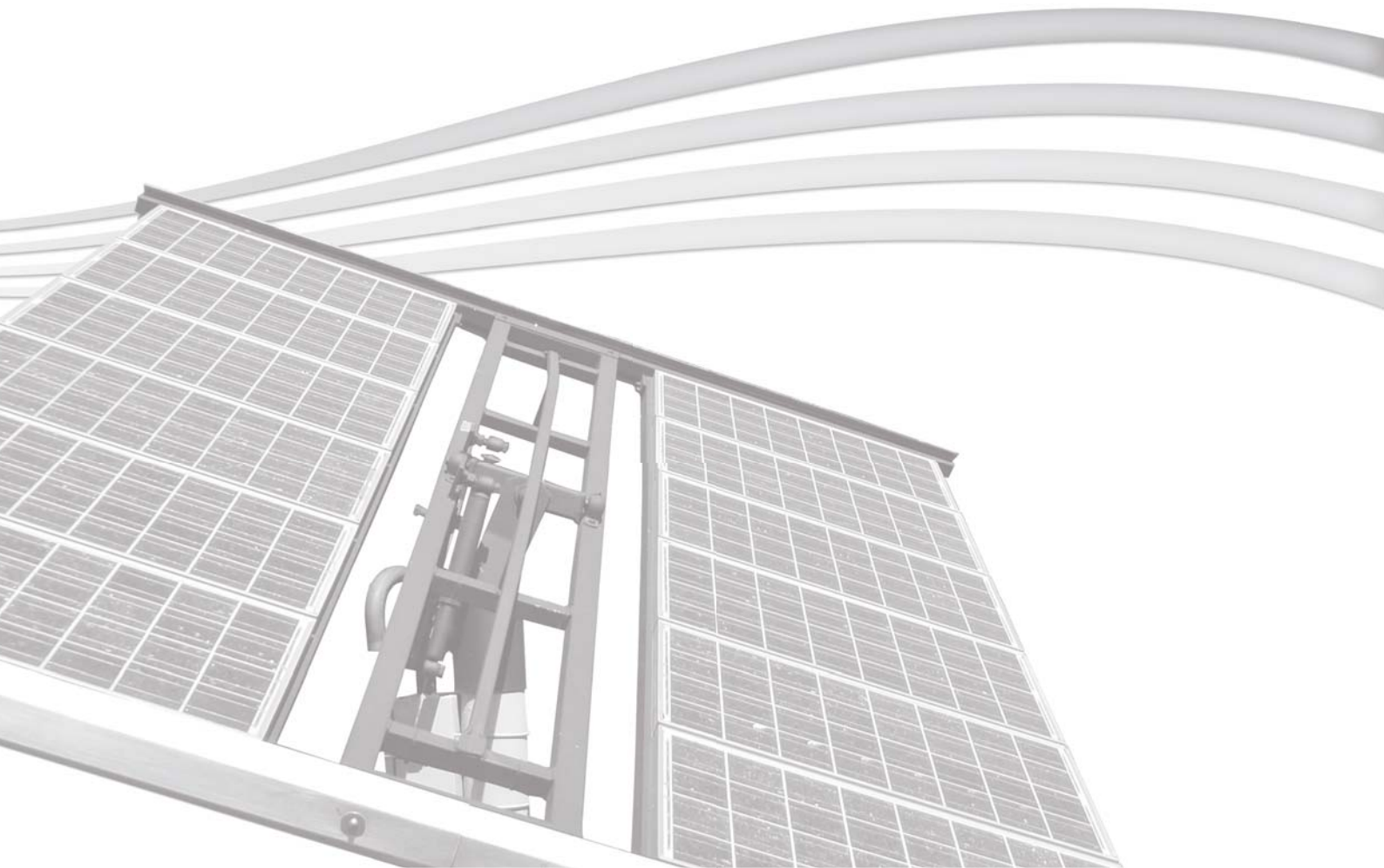
RONEY, J. M. **World Solar Power Topped 100,000 Megawatts in 2012.** Compilado pelo Earth Policy Institute (EPI). Disponível em http://www.earth-policy.org/indicators/C47/solar_power_2013.

SCHACHINGER, M. **Module price index. October 2013: New low price suppliers**. PV Magazine. Disponível em http://www.pv-magazine.com/investors/module-price-index/#axzz2kSl6qcu0. Consultado em novembro de 2013.

SCHMELA, M. **A bullish PV year**. Photon International, Março de 2003. p. 42-48.

ZANESCO, I.; MOEHLECKE, A.; SOUZA, J. A.; ARAUJO, R. G.; BRAGA, J. F. P.; SELINKE, R. **Desenvolvimento de planta piloto de produção de células fotovoltaicas e módulos fotovoltaicos com tecnologia nacional**. Florianópolis, Brasil: XXI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2011. p. 1-9.

CAPÍTULO 2

RECURSO SOLAR

CAPÍTULO 2 – RECURSO SOLAR

O Sol é a principal fonte de energia para a Terra. Além de ser responsável pela manutenção da vida no Planeta, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de sua utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia, como por exemplo, a térmica e a elétrica.

2.1 – O Sol e suas Características

O Sol é basicamente uma enorme esfera de gás incandescente, em cujo núcleo acontece a geração de energia através de reações termonucleares. Sua estrutura, apresentada na Figura 2.1, é composta pelas principais regiões: núcleo, zona radiativa, zona convectiva, fotosfera, cromosfera e coroa (ou às vezes chamada de corona).

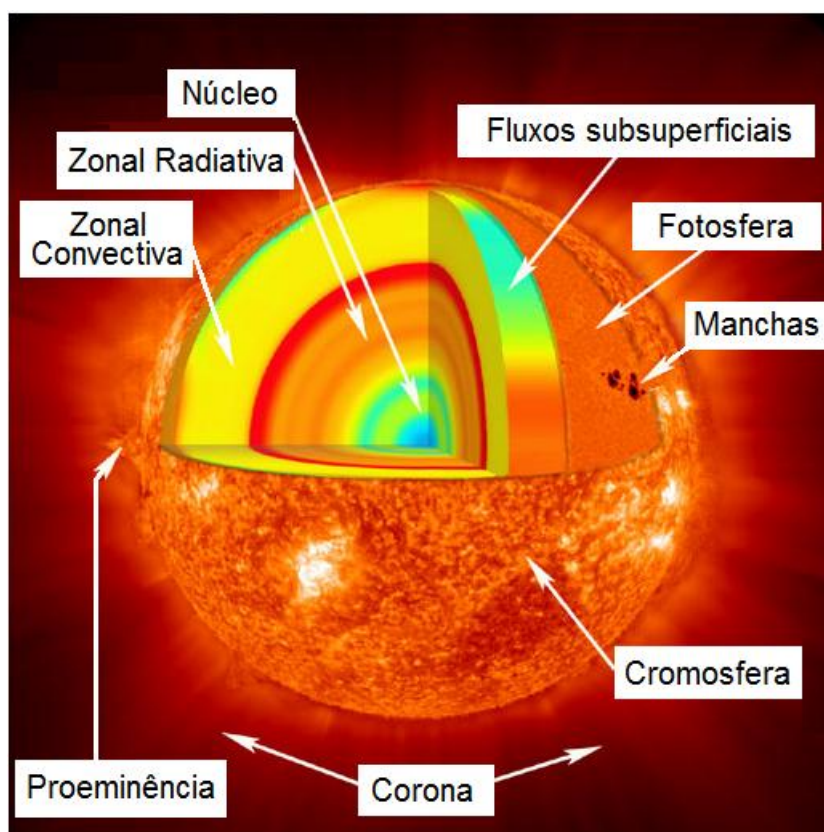



Figura 2.1 - Estrutura do Sol. Fonte: (http://theuniversalmatrix.com/pt-br/artigos/wp-content/uploads/2011/12/Sol-Estrutura-Interna.png)

O núcleo, com temperatura de cerca de 15 milhões de kelvin, é a região mais densa e onde a energia é produzida por reações termonucleares. Logo acima se encontra a zona radiativa, onde a energia produzida no núcleo é transferida para as regiões superiores através da radiação.

A zona convectiva possui este nome em função dos processos de convecção que dominam o transporte de energia das regiões mais internas do Sol para a superfície solar.

A fotosfera, primeira região da atmosfera solar, com 330 km de espessura e temperatura próxima de 5.800 K, é a camada visível do Sol. Esta zona tem a aparência da superfície de um líquido em ebulição, repleta de bolhas, que são chamadas de grânulos fotosféricos. Estes grânulos têm em torno de 1.500 km de diâmetro e duram cerca de 10 minutos cada. Estas zonas granulares representam os processos convectivos do gás quente, que emerge da camada convectiva para a fotosfera. As regiões mais escuras entre os grânulos são zonas onde o gás mais frio e mais denso flui novamente para o interior do Sol. A fotosfera é a fonte da maior parte da radiação visível que é emitida pelo Sol. Um dos fenômenos fotosféricos mais notáveis é o das manchas solares, que são regiões mais frias que a fotosfera solar, possuindo uma temperatura de cerca de 3.800 K na região central, chamada de umbra e pouco mais elevada na parte periférica, denominada de penumbra. As manchas solares são indicadoras da intensa atividade magnética presente no Sol e seguem um ciclo de onze anos em que o número de manchas varia entre máximos e mínimos. Este ciclo provoca alterações na irradiação emitida pelo Sol e também apresenta consequências na Terra, alterando o comportamento da sua atmosfera.

A cromosfera do Sol normalmente não é visível, porque a intensidade da irradiação é muito mais baixa do que aquela relativa à região da fotosfera. A temperatura na cromosfera varia, na sua base, de 4.300 K a mais de 40.000 K, e sua altura é de aproximadamente 2.500 km.

A camada mais externa e rarefeita da atmosfera solar é chamada de coroa. Apesar do brilho da coroa solar ser equivalente ao da lua cheia, ela somente é visualizada na ocorrência de um eclipse, em virtude do alto brilho da fotosfera.

Em função dos gradientes de temperatura e da presença de várias linhas de emissão e absorção encontrados na atmosfera solar, o espectro de emissão do Sol pode ser considerado apenas semelhante ao de um corpo negro de temperatura de aproximadamente 5.800 K. No Sol a energia é liberada a partir de reações termonucleares, onde quatro prótons são fundidos em um núcleo de hélio, com a liberação de energia. Estima-se que o Sol tenha reserva de hidrogênio suficiente para alimentar as reações nucleares por mais 5 bilhões de anos (NASA, 2013a, 2013b).

As principais características do Sol estão descritas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Principais características do Sol. Fonte: (OLIVEIRA FILHO e SARAIVA, 2004).

Principais características do Sol	
Massa	1,989 x 10^{30} kg
Raio	696.000 km
Densidade média	1.409 kg m^{-3}
Densidade central	1,6 10^{5} kg m^{-3}
Distância	1 UA ou 1,499 10^{8} km
Potência Luminosa	3,83 10^{26} W
Temperatura efetiva	5.785 K
Temperatura central	1,5 x 10^{7} K
Composição química principal	Hidrogênio = 91,2 % Hélio = 8,7 % Oxigênio = 0,078 % Carbono = 0,043 %
Período rotacional no Equador	25 dias
Período rotacional na latitude 60°	29 dias

2.2 – Geometria Sol-Terra

A Terra, em seu movimento anual em torno do Sol descreve uma trajetória elíptica com uma pequena excentricidade ($\varepsilon \approx 0{,}017$). O seu eixo, em relação ao plano normal à elipse, apresenta uma inclinação de aproximadamente 23,45º. Essa inclinação, juntamente com o seu movimento de translação, dá origem às estações do ano. Observando-se o movimento aparente do Sol, ao meio dia solar, ao longo do ano, verifica-se que o ângulo entre os seus raios e o plano do Equador varia entre +23,45º em torno do dia 21 de junho (solstício de inverno no hemisfério Sul), e -23,45º em 21 de dezembro (solstício de verão no hemisfério Sul). Este ângulo, denominado Declinação Solar (δ), é positivo ao Norte e negativo ao Sul do Equador. Nos dias 21 de setembro (equinócio de primavera) e 21 de março (equinócio de outono) os raios solares se alinham com o plano do Equador ($\delta = 0$). A Figura 2.2 (a) ilustra o movimento da Terra em torno do Sol e as estações do ano para o hemisfério Sul e a Figura 2.2 (b) mostra a Declinação Solar (δ) em quatro posições da Terra ao longo do ano.

(a)

(b)

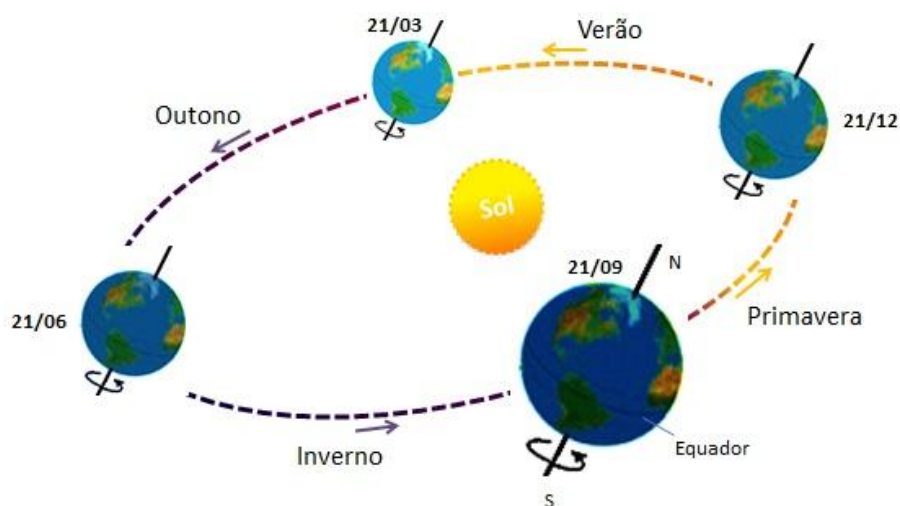
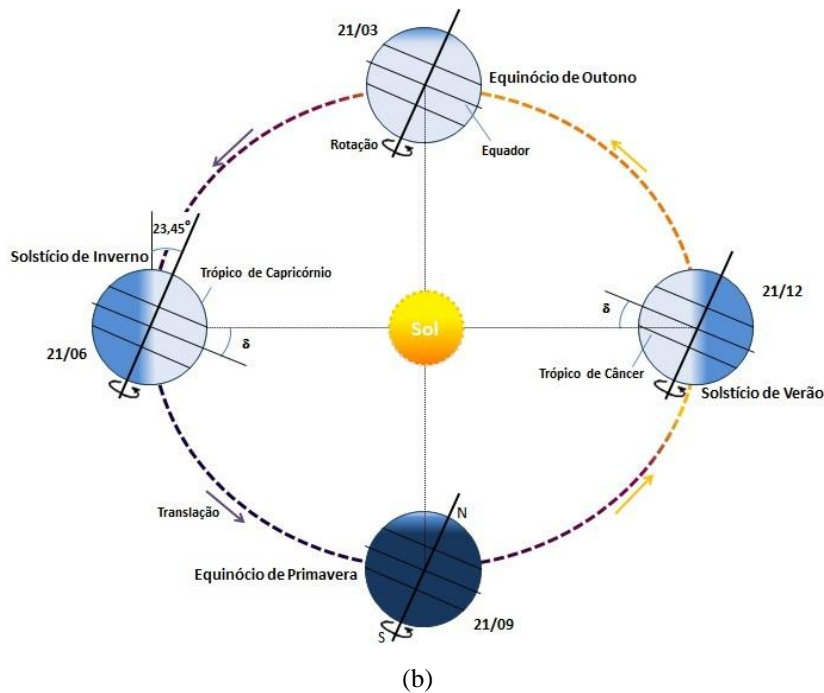



Figura 2.2 (a) e (b) – Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado de um ângulo de 23,45º, indicando as estações do ano no hemisfério Sul.

Na Figura 2.2 (b) é possível observar a variação da duração dos dias ao longo do ano para uma determinada localidade, resultante da inclinação do eixo da Terra. Verificam-se dias mais longos, por exemplo, em localidades no hemisfério Sul**,** no solstício de verão e dias mais curtos no solstício de inverno. No Equador terrestre a duração dos dias é sempre igual e nas suas proximidades as variações são pequenas ao longo do ano. É possível também observar que nos equinócios, as durações dos dias são as mesmas para qualquer localidade.

Considerando-se as convenções para a declinação solar e a latitude, positivas ao Norte e negativas ao Sul do Equador, a diferença entre a declinação e a latitude determina a trajetória do movimento aparente do Sol para um determinado dia em uma dada localidade na Terra.

A declinação solar pode ser calculada utilizando-se a Equação 2.1.

$$sen(\delta) = -sen(23{,}45)\cos\left[\left(\frac{360}{365{,}25}\right)(n+10)\right] \tag{2.1}$$

onde n representa o dia juliano, contado de 1 a 365 a partir de 1 de janeiro (i.e. 01/jan→ n = 1; 02/jan→ n = 2;...; 31/dez→ n = 365).

O termo “radiação solar” é usado de forma genérica e pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, quando é especificamente denominado de irradiância solar, ou em termos de energia por unidade de área, denominado, então, de irradiação solar. Existem diversas unidades para se representar valores de radiação solar. A Tabela 2.2 mostra algumas destas unidades e os fatores de conversão.

Tabela 2.2 - Unidades para a radiação solar (irradiância e irradiação) e fatores de conversão

Para converter de:	Para:	Multiplique por:
cal/cm^2.min	W/m^2	697,8
W/m^2	cal/cm^2.min	0,0014331
W/m^2	mcal/cm^2.s	0,023885
MJ/m^2.dia	kWh/m^2.dia	0,27778
Langley/dia	kWh/m^2.dia	0,01163
cal/cm^2	J/cm^2	4,1868
cal/cm^2	kWh/m^2	0,01163
J/cm^2	cal/cm^2	0,23885
J/cm^2	kWh/m^2	0,0027778
kWh/m^2	cal/cm^2	85,985
kWh/m^2	J/cm^2	360
Langley	cal/cm^2	1

A irradiância solar que atinge a Terra, no topo da camada atmosférica, é denominada irradiância extraterreste. A constante solar (I_0) é definida como o valor da irradiância extraterrestre que chega sobre uma superfície perpendicular aos raios solares na distância média Terra-Sol, e tem valor aproximado de 1.367 W/m² (adotado pelo WRC – *World Radiation Center*). A excentricidade da elipse que descreve a trajetória da Terra em torno do Sol resulta em uma variação no valor da irradiância extraterrestre ao longo do ano. A Figura 2.3 mostra o comportamento anual da irradiância extraterrestre, ou irradiância extraterrestre efetiva ($I_{0,ef}$)

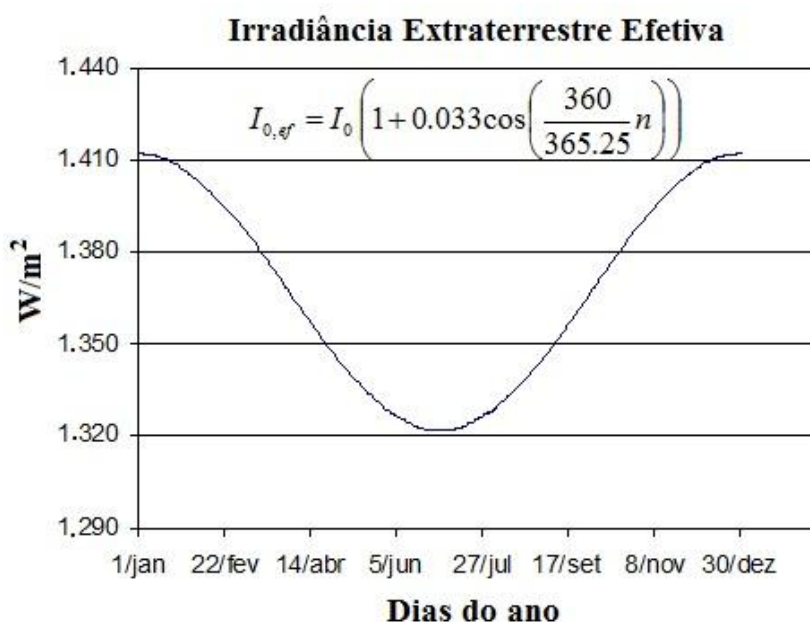



Figura 2.3 – Variação da irradiância solar extraterrestre ($I_{0,ef}$) ao longo do ano.

Verifica-se na Figura 2.3 que o valor mínimo de $I_{0,ef}$ é de aproximadamente 1.322 W/m^2 (afélio) e encontra-se próximo do solstício de inverno para o hemisfério Sul, e o valor máximo de

aproximadamente 1.412 W/m^2 (periélio) próximo ao solstício de verão. Nesta figura também é apresentada uma equação para o cálculo do $I_{0,ef}$ em função da constante solar (I_0), e do dia juliano (n).

Ângulos da Geometria Solar

As relações geométricas entre os raios solares, que variam de acordo com o movimento aparente do Sol e a superfície terrestre, são descritas através de vários ângulos, os quais estão apresentados na Figura 2.4 e definidos a seguir:

- Ângulo Zenital (θ_Z): ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local (Zênite).

- Altura ou Elevação Solar (α): ângulo compreendido entre os raios do Sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal (horizonte do observador).

Verifica-se que os ângulos mencionados acima são complementares (Figura 2.4 (a)), ou seja: ($\theta_Z + \alpha = 90°$).

- Ângulo Azimutal do Sol (γ_s): também chamado azimute solar, é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul (horizonte do observador). O deslocamento angular é tomado a partir do Norte (0°) geográfico[1], sendo, por convenção, positivo quando a projeção se encontrar à direita do Sul (a Leste) e negativo quando se encontrar à esquerda (a Oeste).

$$-180° \leq \gamma_s \leq 180°$$

- Ângulo Azimutal da Superfície (γ): ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul. Obedece às mesmas convenções do azimute solar.

- Inclinação da superfície de captação (β): ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal [0° 90°].

- Ângulo de incidência (θ): ângulo formado entre os raios do Sol e a normal à superfície de captação.

[1] Também denominado de Norte verdadeiro por alguns autores.

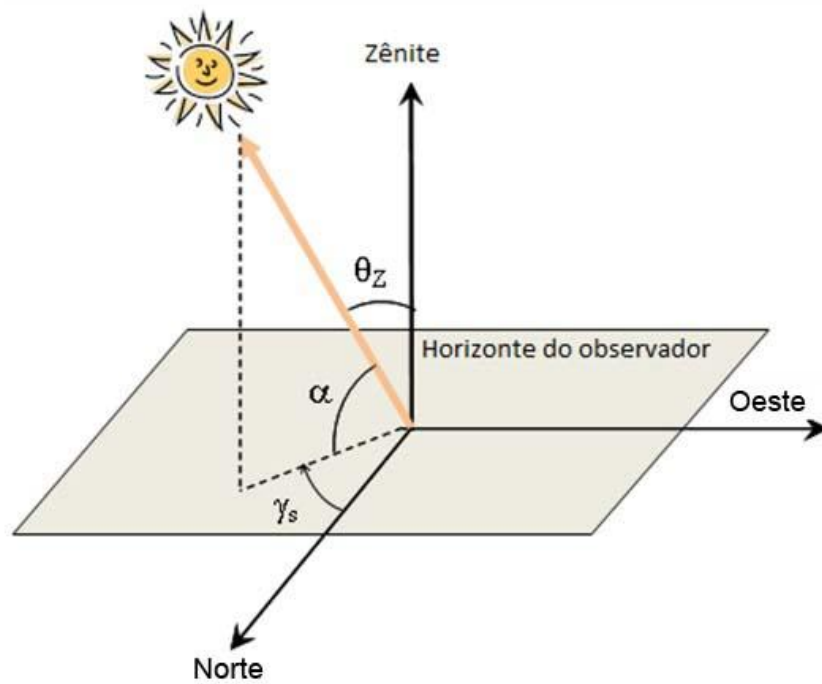
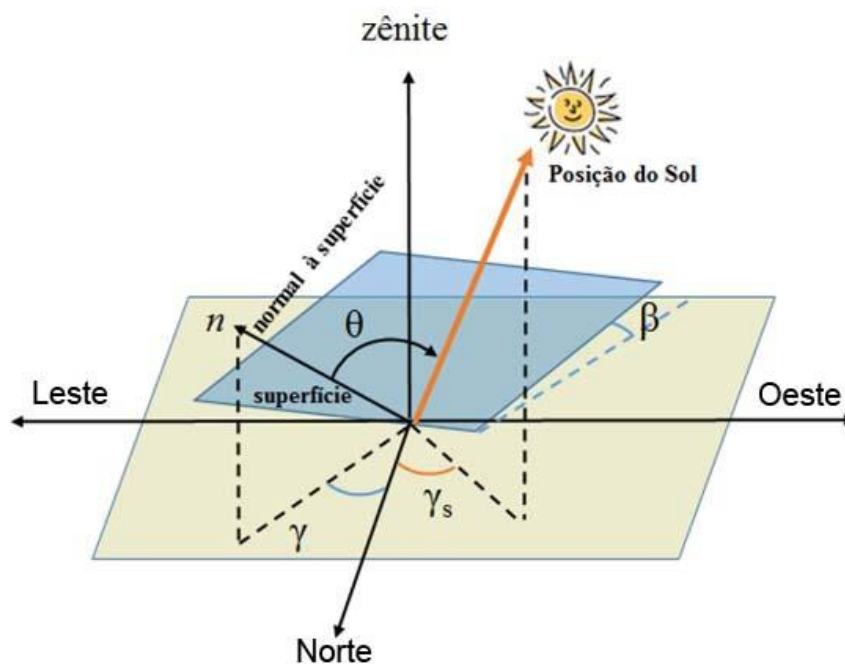



Figura 2.4 – (a) Ilustração dos ângulos θ_Z, α e γ_S, representando a posição do Sol em relação ao plano horizontal; (b) Ilustração da orientação de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano: ângulos β, γ, γ_S e θ.

Outros ângulos de igual importância, que não estão representados na Figura 2.4, são:

- Ângulo Horário do Sol ou Hora Angular (ω): deslocamento angular Leste-Oeste do meridiano do Sol, a partir do meridiano local, e devido ao movimento de rotação da Terra. Conforme apresentado na Equação 2.2, cada hora solar (H_s) corresponde a um deslocamento de 15°. São adotados, como

convenção, valores negativos para o período da manhã, positivos para o período da tarde, e zero ao meio dia solar (momento em que o Sol cruza o meridiano local).

$$\omega = (H_s - 12) \cdot 15^o \qquad (2.2)$$

O ângulo (θ_Z) pode ser calculado em função da declinação solar (δ), do ângulo horário (ω) e da latitude local (ϕ), utilizando-se a Equação 2.3.

$$\cos\theta_z = \cos\delta.\cos\omega.\cos\phi + sen\delta.sen\phi \qquad (2.3)$$

Uma informação interessante que pode resultar da equação acima é o valor da duração do dia em uma determinada localidade e época do ano. Para tanto, considera-se o ângulo zenital igual a 90 graus (θ_Z = 90°) e calcula-se o ângulo horário que, neste caso, é igual à hora angular do pôr-do-sol (ω_S). Considerando-se que o comprimento angular do dia varia entre -ω_S e +ω_S, ao duplicar o valor de ω_S e converter a hora angular para hora solar (15° = 1 h), obtém-se o número teórico de horas de sol para o dia e local em questão.

O ângulo horário do pôr-do-sol pode ser obtido da Equação 2.3, sendo igual a:

$$\omega_S = cos^{-1}\left(-\frac{sen\emptyset \cdot sen\delta}{cos\emptyset \cdot cos\delta}\right) = cos^{-1}(-tg\emptyset \cdot tg\delta) \qquad (2.4)$$

Então, o número teórico de horas de sol é calculado como:

$$N = \frac{2}{15} \cdot \omega_S \qquad (2.5)$$

O ângulo de incidência (θ), entre os raios do Sol e uma superfície com orientação (γ) e inclinação (β) qualquer, pode ser obtido utilizando-se a Equação 2.6.

$$\begin{aligned}\cos\theta = {} & \cos\beta.\cos\delta.\cos\omega.\cos\phi + \cos\beta.sen\delta.sen\phi \\ & + sen\beta.sen\gamma.\cos\delta.sen\omega + sen\beta.\cos\gamma.\cos\delta.\cos\omega.sen\phi \\ & - sen\beta.\cos\gamma.sen\delta.\cos\phi\end{aligned} \qquad (2.6)$$

Os ângulos (θ_Z) e (θ) permitem calcular a componente direta da irradiância que incide normalmente a um plano horizontal ($G_{d,h}$) ou a qualquer superfície inclinada ($G_{d,\beta}$), desde que conhecida a componente direta da irradiância incidente sobre a superfície, conforme Equação 2.7. Essa informação é necessária para os cálculos de irradiância solar direta coletada por dispositivos de conversão de energia solar. A Figura 2.5 indica o ângulo de incidência da irradiância solar direta sobre uma superfície horizontal e sobre uma superfície inclinada.

$$\frac{G_{d,\beta}}{G_{d,h}} = \frac{G_d \cdot cos\theta}{G_d \cdot cos\theta_z} = \frac{cos\theta}{cos\theta_z} \qquad (2.7)$$

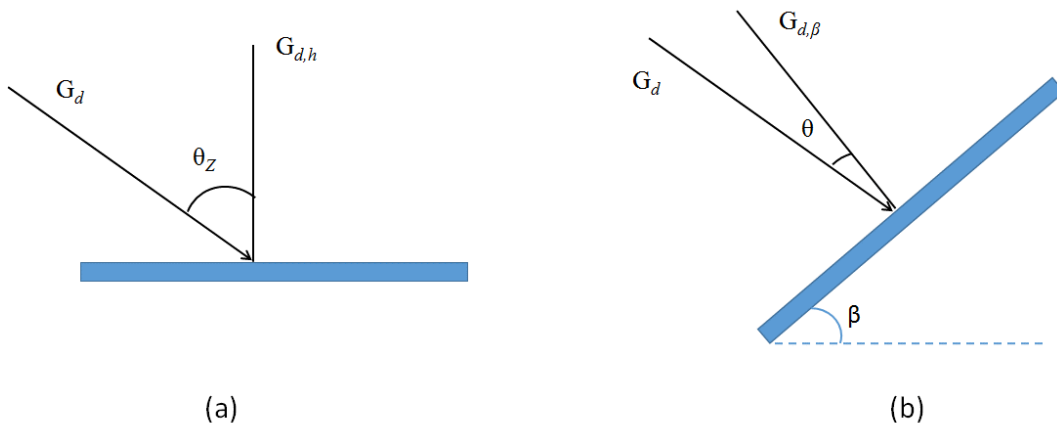



Figura 2.5 – (a) Irradiância direta incidente sobre uma superfície horizontal; (b) Irradiância direta incidente sobre uma superfície inclinada.

Hora solar e hora oficial

Os cálculos em energia solar são baseados na hora solar, a qual é definida pelo ângulo horário (ω), conforme descrito anteriormente.

Para a conversão da hora oficial, também chamada de hora civil (a do relógio), em hora solar, considera-se, como primeira etapa, a diferença de longitudes entre o meridiano do observador e o meridiano padrão no qual a hora oficial está baseada; a segunda etapa é dada pela Equação do Tempo (E), que é uma correção relacionada a dois fatores principais, a inclinação do eixo da Terra com relação ao plano da sua órbita (eclíptica) e a excentricidade da órbita da Terra (ε).

A Equação 2.8 fornece a diferença entre hora solar e hora oficial (em minutos).

$$Hora\ solar - Hora\ oficial = 4(L_{st} - L_{loc}) + E \tag{2.8}$$

onde L_{st} e L_{loc} representam a longitude padrão do fuso e a longitude local, respectivamente, o fator 4 é utilizado para converter os valores de longitude (em graus) para tempo (em minutos). O parâmetro E é o valor resultante da Equação do Tempo (apresentada na Equação 2.9), sendo fornecido em minutos. A Figura 2.6 mostra a variação da Equação do Tempo ao longo do ano.

$$E = (0{,}000075 + 0{,}001868 cos\Omega - 0{,}032077 sen\Omega - 0{,}014615 cos2\Omega$$
$$-0{,}04089 sen2\Omega) \cdot (229{,}18) \tag{2.9}$$

onde,

$$\Omega = 2\pi(n-1)/365 \tag{2.10}$$

sendo n o dia juliano.

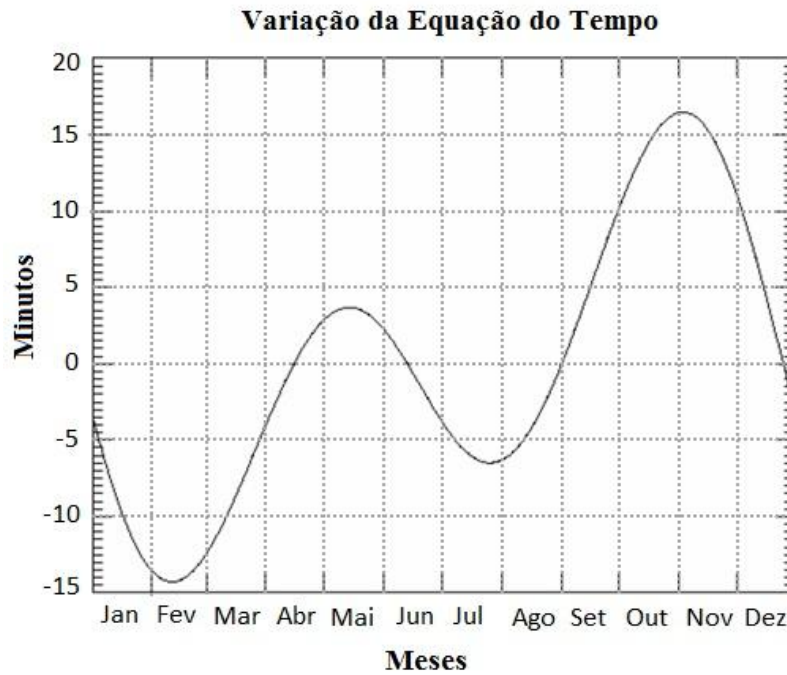



Figura 2.6 – Equação do tempo ao longo do ano.

Verifica-se que o maior valor positivo de *E* é em torno de 16 minutos, entre outubro e novembro, e o maior valor negativo é 14 minutos em fevereiro (Figura 2.6). Embora as diferenças devidas à Equação do Tempo sejam relativamente pequenas, as diferenças entre hora oficial e hora solar podem ser bastante significativas dependendo da diferença entre os meridianos local, e padrão (Equação 2.8).

2.3 – Radiação Solar sobre a Terra

Como mencionado anteriormente, a densidade média anual do fluxo energético proveniente da radiação solar (irradiância solar), quando medida num plano perpendicular à direção da propagação dos raios solares no topo da atmosfera terrestre recebe o nome de "constante solar" e corresponde ao valor de 1.367 W/m^2.

Considerando que o raio médio da Terra é 6.371 km, e considerando o valor da irradiância de 1.367 W/m^2 incidindo sobre a área projetada da Terra, conclui-se que a potência total disponibilizada pelo Sol à Terra, no topo da atmosfera, é de aproximadamente 174 mil TW (terawatts).

Observações periódicas feitas a partir do espaço permitem análises mais qualitativas dos fluxos de energia na Terra. Trenberth *et al.* (2009) atualizaram o diagrama de fluxo de potência global (Figura 2.7), com base em medições de março de 2000 a novembro de 2005. Segundo esse diagrama, cerca de 54 % da irradiância solar que incide no topo da atmosfera, é refletida (7 %) e absorvida (47 %) pela superfície terrestre (os 46 % restantes são absorvidos ou refletidos diretamente pela atmosfera). Ou seja, da potência total disponibilizada pelo Sol à Terra, cerca de 94 mil TW chegam efetivamente à superfície terrestre.

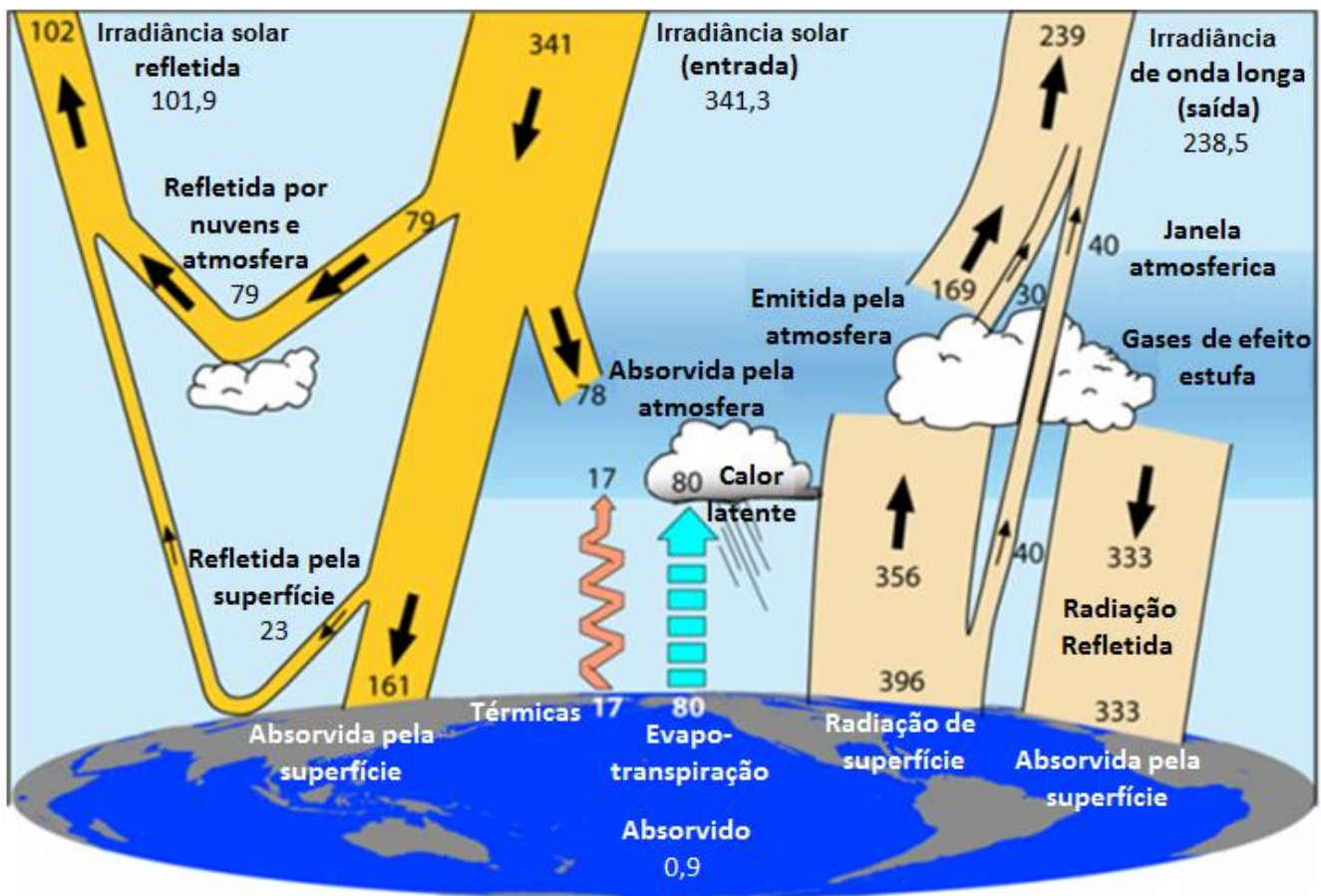



Figura 2.7 - Fluxo de potência global (em W/m^2). O valor da irradiância solar incidente no topo da atmosfera aqui apresentado é um fluxo médio anual recebido ao longo das 24 horas de um dia (341,3 W/m^2) no topo da atmosfera. Fonte: (Trenberth *et al.*, 2009).

O consumo mundial de energia primária no ano de 2011 foi cerca de 143 mil TWh, então, no intervalo de duas horas a quantidade de energia solar recebida na superfície terrestre (multiplicando 94 mil TW por duas horas, resultando em 188 mil TWh) é superior ao consumo energético anual da humanidade.

Considerando a radiação solar que chega à superfície terrestre e incidente sobre uma superfície receptora para geração de energia, tem-se que ela é constituída por uma componente direta (ou de feixe) e por uma componente difusa. A radiação direta é aquela que provêm diretamente da direção do Sol e produz sombras nítidas. A difusa é aquela proveniente de todas as direções e que atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre.

Mesmo num dia totalmente sem nuvens, pelo menos de 20 % da radiação que atinge a superfície é difusa. Já em um dia totalmente nublado, não há radiação direta, e 100 % da radiação é difusa.

Notadamente, se a superfície estiver inclinada com relação à horizontal, haverá uma terceira componente refletida pelo ambiente do entorno (solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos, etc.). O coeficiente de reflexão destas superfícies é denominado de “albedo”. A Tabela 2.3 apresenta valores típicos de albedo para diferentes tipos de superfícies.

Tabela 2.3 - Valores típicos de albedo para diferentes tipos de superfícies. Fonte: (MARKVART e CASTAÑER, 2004).

Superfície	Albedo
Gramado	0,18 – 0,23
Grama seca	0,28 – 0,32
Solo descampado	0,17
Asfalto	0,15
Concreto novo (sem ação de intempéries)	0,55
Concreto (em construção urbana)	0,2
Neve fresca	0,8 – 0,9
Água, para diferentes valores de altura solar:	
$\alpha > 45^o$	0,05
$\alpha = 30^o$	0,08
$\alpha = 20^o$	0,12
$\alpha = 10^o$	0,22

A Figura 2.8 apresenta as três componentes citadas da radiação solar sobre uma superfície receptora, sendo que a quantidade resultante da soma das parcelas direta, difusa e devida ao albedo (quando a superfície é inclinada) é denominada de radiação global.

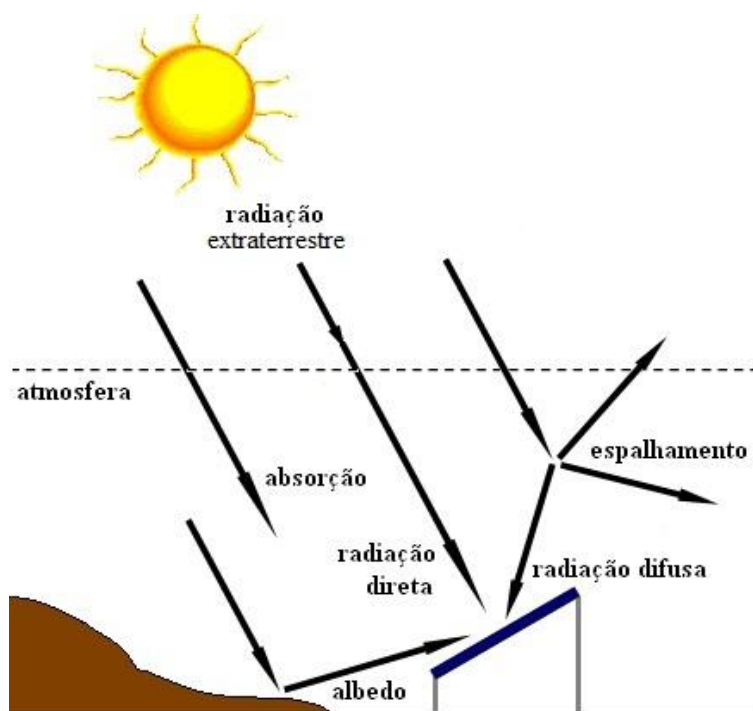



Figura 2.8 - Componentes da radiação solar. Fonte: (PINHO et al., 2008).

Antes de atingir o solo, as características da radiação solar (intensidade, distribuição espectral e angular) são afetadas por interações com a atmosfera, devidas aos efeitos de absorção e espalhamento. Estas modificações são dependentes da espessura da camada atmosférica, também identificada por um coeficiente denominado Massa de Ar (AM, do inglês *Air Mass*), e, portanto, do ângulo zenital do sol, da distância Terra-Sol e das condições atmosféricas e meteorológicas.

A massa de ar pode ser interpretada também como o comprimento relativo que a radiação solar direta percorre até atingir a superfície terrestre. Para ângulos zenitais entre 0^o e 70^o a massa de ar ao nível do mar pode ser definida matematicamente pela Equação 2.11, que considera a Terra plana. Para ângulos zenitais maiores, os efeitos da curvatura da Terra devem ser levados em consideração.

$$AM = \frac{1}{cos\theta_z} \qquad (2.11)$$

Denomina-se de AM1 quando a massa de ar é igual a 1, ou seja, o Sol encontra-se no zênite (ângulo zenital igual a 0^o). Outras denominações são dadas, por exemplo, AM2, quando o ângulo zenital é igual a 60^o e AM0 (sem massa atmosférica para a radiação solar atravessar), definida como a massa de ar no topo da atmosfera (radiação extraterrestre).

A Figura 2.9 mostra o espectro da irradiância solar em três condições: no topo da atmosfera da Terra (AM0); ao atingir perpendicularmente uma superfície ao nível do mar inclinada a 37° (AM1,3) e voltada para a linha do Equador (global inclinada); e após atravessar uma espessura de atmosfera 50 % maior que quando o Sol encontra-se no zênite, incidindo sobre uma superfície ao nível do mar (AM1,5 (irradiância direta + circunsolar).

O Sol emite luz com uma distribuição semelhante ao que seria esperado a partir de um corpo negro a 5.800 K (5.527 °C), que é aproximadamente a temperatura de sua superfície. Quando a luz atravessa a atmosfera, parte é absorvida por gases com bandas de absorção específicas. O ozônio (O_3), por exemplo, absorve numa banda na faixa do UV (Ultravioleta) em comprimentos de onda inferiores a 300nm. O vapor d'água (H_2O) e o dióxido de Carbono e (CO_2) absorvem em várias bandas na faixa do IR (infravermelho) em comprimentos de onda superiores a 1000nm (por isso o CO_2 é um gás que causa "efeito estufa").

Outra parte da radiação incidente na atmosfera interage com esta e é espalhada em todas as direções, constituindo a radiação difusa.

O espalhamento da luz pelas moléculas dos gases da atmosfera é denominado de espalhamento. de Rayleigh. A teoria do espalhamento de Rayleigh se aplica a partículas esféricas de dimensões pequenas em relação ao comprimento de onda incidente, ou seja, quando $r < 0,1\ \lambda$ (raio da partícula é menor do que 1/10 do comprimento de onda), o que se refere às moléculas dos gases presentes na atmosfera. Ainda de acordo com a teoria, o espalhamento (σ) é uma função contínua do da freqüência (ou comprimento de onda) e proporcional à sua quarta potência, ou seja, $\sigma \propto \nu^4$, de forma que sua intensidade é maior para a região do azul e do violeta. Assim, o espalhamento é a principal razão pela qual o céu é azul.

O material em suspensão na atmosfera (particulado) e as nuvens também causam espalhamento da luz, mas de forma igual para todos os comprimentos de onda (espalhamento de Mie), ou seja, espalham a luz branca.

As perdas do fluxo de potência entre o espectro da irradiância incidente no topo da atmosfera e o espectro da irradiância global que atinge a superfície inclinada citada são de aproximadamente 27 %, resultando em cerca de 1.000 W/m^2 incidentes sobre a referida superfície, cabendo ressaltar que este nível de irradiância é considerado como valor padrão para a especificação da potência nominal de uma célula ou de um módulo fotovoltaico.

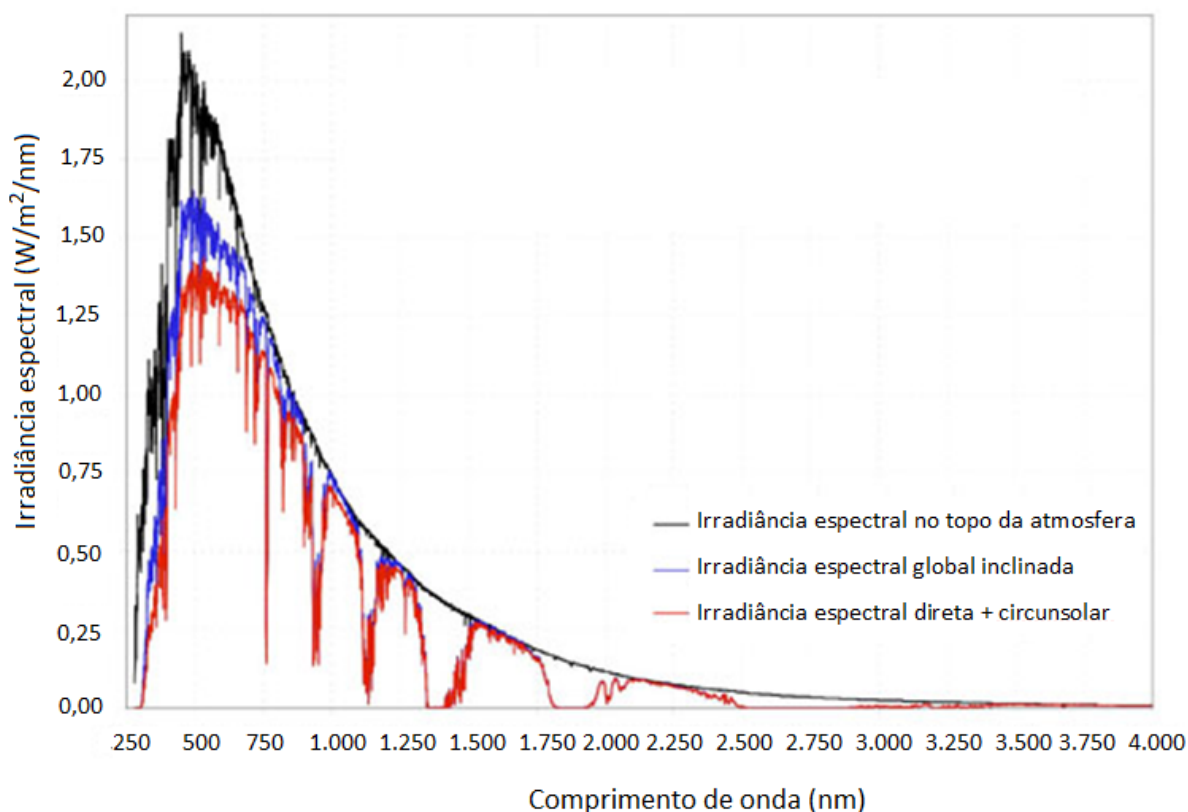



Figura 2.9 - Distribuição espectral da irradiância no topo da atmosfera; da irradiância ao incidir perpendicularmente sobre uma superfície inclinada (37°) ao nível do mar e voltada para a linha do Equador; da irradiância após atravessar uma massa de ar de 1,5. Fonte: [NREL, 2012].

2.3.1 - Distribuição da irradiação solar média diária no mundo

A Figura 2.10 mostra a distribuição espacial da irradiância solar média anual (W/m^2) que incide sobre a superfície da Terra. Esses dados foram estimados a partir de imagens de satélites meteorológicos obtidos no período de 1990 a 2004. Para obter, a partir destes dados, a irradiação solar na base temporal diária média anual, em kWh/m².dia, deve-se multiplicar por 24h.

Esse mapa é particularmente útil para os profissionais envolvidos no desenvolvimento e aplicação de tecnologias para converter energia solar em eletricidade. Os projetos de sistemas

fotovoltaicos normalmente exigem uma irradiação de no mínimo 3 a 4 kWh/(m^2.dia) (125 a 166 W/m^2 no mapa), valores estes disponíveis para quase todas as áreas entre os trópicos.

O valor da irradiação solar incidente em um plano orientado na direção do Equador e com uma inclinação igual à latitude local permite calcular a energia elétrica que pode ser convertida por um sistema fotovoltaico fixo instalado nessas condições. As Figuras 2.11 e 2.12 apresentam mapas mostrando a irradiação média anual do Brasil e de países da Europa. Pode-se observar como o potencial disponível no Brasil é maior quando comparado com países da Europa, onde a conversão fotovoltaica já é utilizada largamente. Além do tamanho do país, observa-se que em todo o território brasileiro há disponibilidade de irradiação solar equivalente ou melhor que nos países do Sul da Europa e superando países como, por exemplo, a Alemanha, país com capacidade instalada significativa de sistemas de geração fotovoltaica.

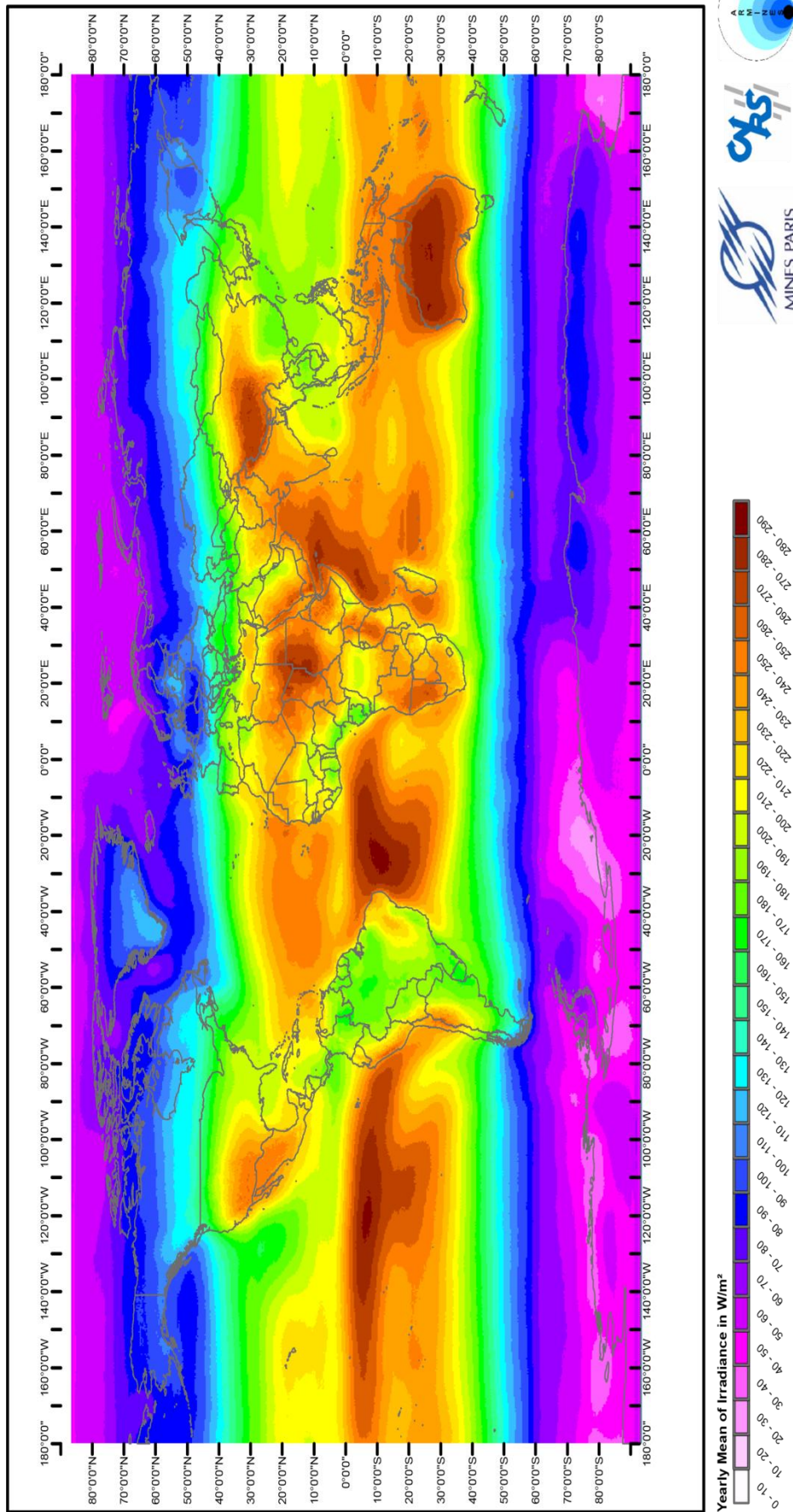



Figura 2.10 - Mapa mundial de irradiação solar em média anual. Fonte: (http://www.soda-is.com/eng/map/maps_for_free.html).

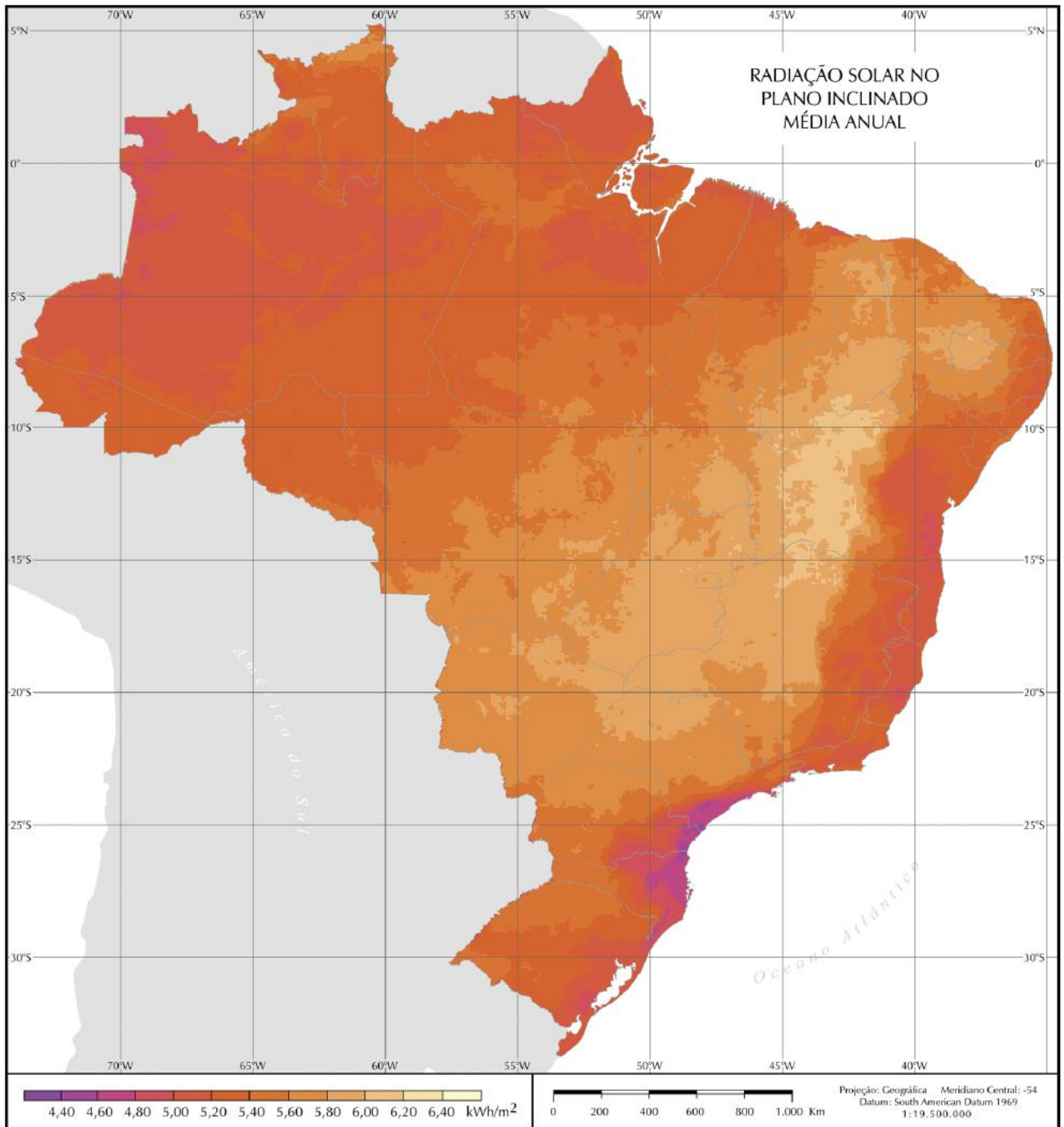



Figura 2.11 - Mapa brasileiro de irradiação solar em média anual. Fonte: (PEREIRA, 2006).

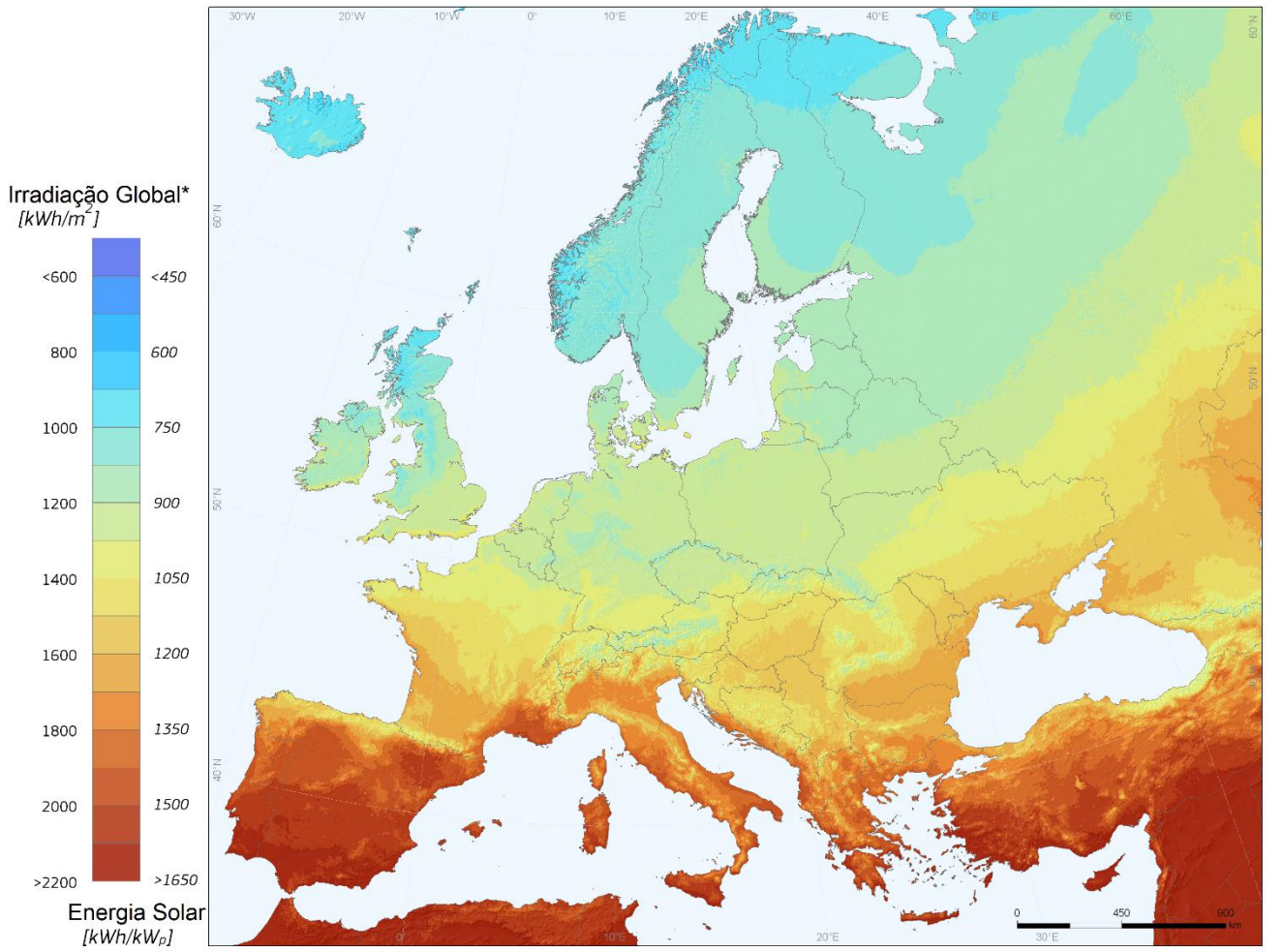



Figura 2.12 - Mapa europeu de irradiação solar em média anual. Fonte: (PVGIS, 2013).

2.4 – Instrumentos de Medição da Radiação Solar

A medição da radiação solar, tanto da global como das componentes direta e difusa, na superfície terrestre é de grande importância para o estudo das influências das condições climáticas e atmosféricas, como também para o desenvolvimento de projetos que visam a captação e a conversão da energia solar. Com um histórico dessas medidas, pode-se viabilizar a instalação de sistemas fotovoltaicos em uma determinada região, garantindo o máximo aproveitamento do recurso ao longo do ano, onde as variações da intensidade da radiação solar sofrem significativas alterações.

Desta forma, o conhecimento do recurso solar é a variável de maior peso para o desenvolvimento de um projeto de sistema de aproveitamento da energia solar, sendo necessária a obtenção de dados de medição para:

- Identificação e seleção da localização mais adequada para instalação do sistema fotovoltaico;
- Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
- Cálculo da produção de energia anual, mensal ou diária;
- Estabelecimento de estratégias operacionais e dimensionamento do sistema de armazenamento (para sistemas isolados).

O objetivo da medição dos dados solares é a obtenção experimental do valor instantâneo do fluxo energético solar (irradiância) ou integrado (irradiação) ao longo de tempo (minuto, hora, dia ou ano). É de interesse da Engenharia Solar, o conhecimento dos valores da irradiância ou irradiação global e de suas componentes direta e difusa incidentes em uma superfície.

Existem dois instrumentos comumente utilizados para a mensuração da irradiação solar: o piranômetro e o pireliômetro, o primeiro para medidas da irradiação global e o segundo para medidas da irradiação direta**.**

Existem dois tipos principais de piranômetro: piranômetro termoelétrico e piranômetro fotovoltaico. O piranômetro termoelétrico, apresentado na Figura 2.13, utilizado para medir a irradiância solar global (direta + difusa), normalmente no plano horizontal (campo hemisférico), tem como sensor uma termopilha colocada no interior de duas semiesferas de vidro concêntricas. A termopilha é construída com múltiplos termopares em série, com a junção quente enegrecida faceando o sol e a junção fria na parte inferior.

Figura 2.13 – Piranômetro Termoelétrico.

O piranômetro do tipo fotovoltaico (FV), mostrado na Figura 2.14, é composto por uma célula fotovoltaica de pequenas dimensões e apresenta como vantagem custo muito mais baixo e como desvantagem o fornecimento de medidas com menor precisão. A principal origem da imprecisão deste tipo de piranômetro é a sua resposta espectral (Figura 2.15), a qual está limitada entre 400 a 1.100 nm para aqueles que adotam células de c-Si, introduzindo incertezas que podem chegar a 5 % em relação ao piranômetro termoelétrico (que responde até 2.500 nm). Porém, sua vantagem inerente é o tempo de resposta praticamente instantâneo e linear com a irradiância.

Figura 2.14 – Piranômetro Fotovoltaico.

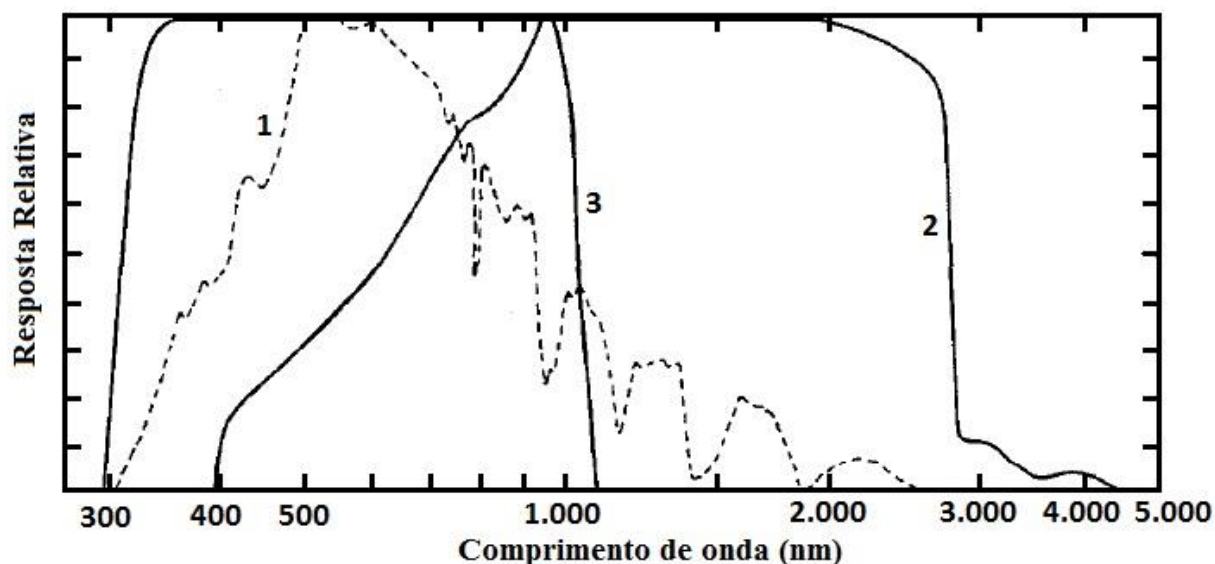



Figura 2.15 – Resposta espectral dos piranômetros. 1 – Distribuição espectral da irradiância solar na superfície da Terra. 2 – Resposta do piranômetro termoelétrico. 3 – Resposta do piranômetro FV (silício). Fonte: (ALADOS-ARBOLETA et al., 1995).

O pireliômetro é um instrumento utilizado para medir a irradiância direta com incidência normal à superfície. A irradiância difusa é bloqueada instalando-se o sensor termoelétrico dentro de um tubo de colimação (Figura 2.16), com paredes enegrecidas e apontado diretamente ao Sol (dispositivo de rastreamento). O instrumento caracteriza-se por apresentar uma pequena abertura de forma a "visualizar" apenas o disco solar e a região vizinha denominada circunsolar. O sistema de medição da irradiância direta com o uso do pireliômetro pode ser com o rastreamento solar em 1 ou 2 eixos, sendo a escolha determinada pela análise da relação de custo-benefício em uma utilização particular (Figura 2.17).

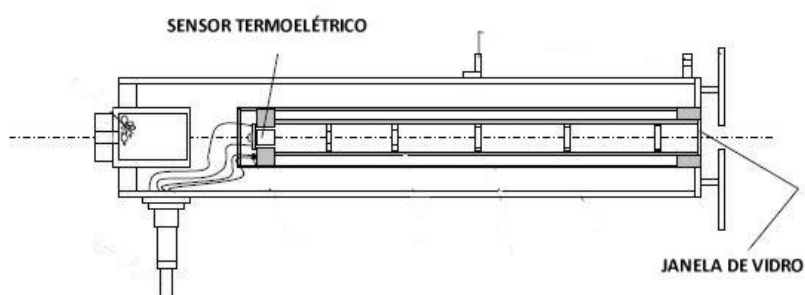



Figura 2.16 – Desenho esquemático de um pireliômetro.

Figura 2.17 – Pireliômetro montado em um rastreador solar.

O valor da irradiância difusa é medido com um piranômetro ao qual é acoplado uma banda ou um disco de sombreamento para bloquear a componente direta, como apresentado nas Figuras 2.18 e 2.19. Ao combinar os valores medidos pelo piranômetro bloqueado com outro sem o dispositivo de bloqueio pode-se obter a componente direta pela subtração dos valores da irradiância global e da sua componente difusa. A banda de sombreamento necessita de ajuste manual de acordo com a declinação solar, diferentemente do disco de sombreamento, que é dotado de rastreador que acompanha o movimento aparente do Sol em dois eixos de forma automática. Em ambos os casos são necessárias

correções das medições, que envolvem a compensação do sombreamento do céu causado pelo anel ou disco, bem como da anisotropia do céu.

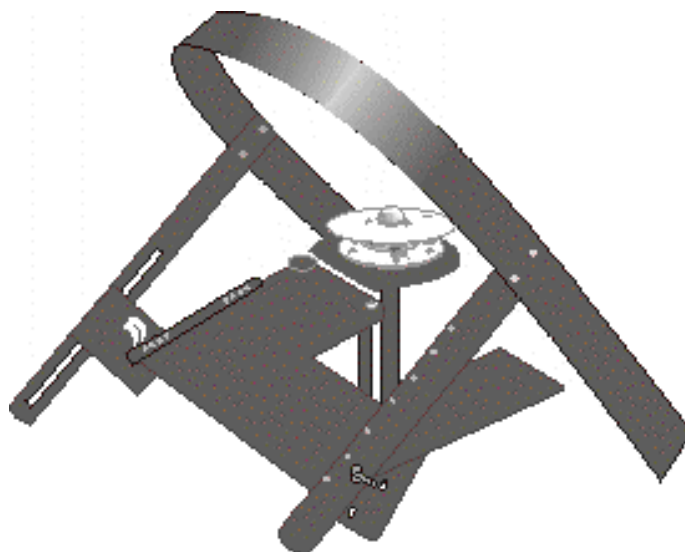



Figura 2.18 – Banda de sombreamento com ajuste manual.

Figura 2.19 – Disco de sombreamento com rastreamento em dois eixos.

Os instrumentos de medição da radiação solar global, direta e difusa são classificados conforme a sua precisão. De acordo com a norma ISO 9060, os instrumentos são classificados em três categorias: padrão secundário, primeira classe e segunda classe. Segundo a WMO (*World Meteorological Organization*), os instrumentos podem ser classificados em: alta qualidade (erro máximo de 2 % admitido na irradiação diária), boa qualidade (5 %) e qualidade razoável (10 %). O piranômetro fotovoltaico é classificado como de qualidade razoável e os piranômetros termoelétricos utilizados normalmente em medições no campo possuem classificação de boa qualidade. Os pireliômetros são classificados como de alta (erro máximo de 0,5 % admitido na irradiação diária) e boa qualidade (1%).

A manutenção da qualidade das medidas requer a calibração *in-situ* dos sensores piranométricos ou pireliométricos com periodicidade de no máximo 18 meses. Essas calibrações são feitas conforme as normas da ISO (*International Standards Organization*):

ISO 9847 (1992) - que normatiza os procedimentos de calibração de um piranômetro de campo (pertencente a uma rede de medição) por comparação, *in-situ* com um piranômetro de referência (padrão secundário),

ISO 9059 (1990) – que normatiza os procedimentos de calibração de um pireliômetro de campo (pertencente a uma rede de medição) por comparação, *in-situ* com um pireliômetro de referência.

2.5 – Potencial Solar e sua Avaliação

A radiação solar incidente na superfície terrestre é medida com instrumentos descritos na seção anterior. Apesar dos instrumentos terem capacidade de medir a radiação solar de forma instantânea (irradiância), historicamente os dados de radiação solar são armazenados pelo total da irradiação de um dia, e muitas vezes apenas em médias mensais. Há correlações que permitem estimar a irradiação mensal a partir de outras variáveis meteorológicas, como o número de horas de insolação (número de horas de brilho solar) e a nebulosidade. Também as estimativas de irradiação solar obtidas através de dados de satélites podem apresentar boa exatidão quando relatadas em médias mensais. Apesar de ser possível obter dados em intervalos curtos de tempo, essas estimativas contêm muitas incertezas, devidas aos dos modelos matemáticos utilizados. Como avaliação anual da disponibilidade de irradiação solar é mais válido observar a irradiação média sobre um plano com inclinação igual à latitude e voltado para o Equador. A Figura 2.11 mostra um mapa com esta distribuição segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar.

Para avaliar o potencial da conversão fotovoltaica em um determinado lugar, seria muito útil dispor de dados confiáveis da irradiação solar disponível em intervalos horários. Há poucas estações meteorológicas no Brasil que registram sistematicamente o valor da irradiação solar incidente em intervalos horários. A informação obtida na base temporal horária é importante porque os módulos fotovoltaicos são geralmente instalados em planos inclinados e, como a posição solar varia a cada instante, a conversão de um dado de irradiância no plano horizontal para um plano inclinado também é diferente a cada instante.

Um dos mecanismos que pode ser utilizado para solucionar este impasse é utilizar métodos computacionais para sintetizar sequencias de dados de radiação solar em intervalos horários a partir de dados geográficos e de informações sobre a incidência da radiação solar em média mensal. Dados horários de irradiação sobre a superfície horizontal são normalmente utilizados para calcular a

irradiância sobre uma superfície de orientação qualquer. As origens dos dados iniciais do processo podem ser de medições terrestres ou estimativas obtidas de satélites.

2.6 – Tratamento e Análise dos Dados Solarimétricos

A obtenção de dados medidos relacionados ao recurso solar é necessária para fins de Engenharia em três aspectos essenciais e complementares:

- O uso direto das medições realizadas (fonte primária) para desenvolvimento de projetos e avaliação de sistemas solares instalados em um dado local;
- Para os casos em que é necessária a mudança de base temporal dos dados ou é medida apenas a radiação solar global no plano horizontal e se requer a sua transposição para um plano de incidência qualquer local (inclinação e orientação em que será instalado o gerador fotovoltaico), há a necessidade de utilizar modelos que, a partir das medições no plano horizontal, forneçam a radiação solar global e as componentes direta e difusa no plano definido;
- A sua utilização para validação de modelos de estimativa da radiação solar onde não existam informações medidas. Nesse caso são modelagens que realizam a interpolação e extrapolação espacial e temporal.

Portanto, o projeto de um sistema fotovoltaico requer o conhecimento e a cuidadosa utilização de dados de radiação solar de um determinado lugar em particular (levantados por instrumentos de medição, modelos de estimativa por dados terrestres ou por dados de imagem de satélite).

2.6.1 – Avaliação da qualidade dos dados medidos

A avaliação sobre a consistência e a qualidade dos dados obtidos de radiação solar é crucial para o desenvolvimento do projeto e para a análise de desempenho operacional dos sistemas fotovoltaicos. Na fase de projeto, por que permitirá um trabalho mais bem elaborado com menores incertezas e riscos e, portanto, mais barato, e no momento da sua operação, por que permitirá monitorar de forma correta o desempenho do sistema ou dos subsistemas.

Existem diversos procedimentos de avaliação de dados brutos e, de forma geral, a qualificação dos dados em uma rede solarimétrica pode ser feita mediante critérios crescentemente mais elaborados, tais como:

1. Se o valor medido está contido dentro dos limites físicos da variável;
2. Se existe consistência entre sensores diferentes;
3. Se há consistência histórica entre as componentes direta, difusa e total;

4. Comparação com valores estimados por modelos.

2.6.2 – Tratamento dos dados primários e sua análise

Os dados primários resultantes das medições são filtrados, conforme os critérios do item anterior, e, posteriormente, são reduzidos, iniciando-se com o cálculo dos valores médios para as diversas escalas de tempo (minuto, hora, dia, mês) e das variabilidades sazonais. Outra forma de representação e análise do recurso solar pode ser obtida por meio de curvas de distribuição de frequência da irradiância. De posse dos dados tratados, caso se deseje realizar a avaliação comparativa da radiação solar em dois ou mais locais diferentes, considera-se que:

- Para um dado mês ou ano, o local com maior média em principio é melhor;
- Para um dado mês ou ano, o local com maior variância precisará de maior sistema de armazenamento;
- Conforme a análise da curva da distribuição acumulada, o local que possuir tempo fracional mensal maior para um dado índice de claridade[2], será superior em termos de recurso solar.

Conforme citado, a otimização e análise de um sistema fotovoltaico requer o conhecimento da radiação solar incidente durante o ano em um plano com orientação qualquer. A modelagem da transposição da radiação solar incidente para um plano com orientação qualquer requer, por sua vez, o conhecimento da radiação direta e difusa. Porém, normalmente existem somente medidas da radiação solar global no plano horizontal. Para tanto, o primeiro passo é a obtenção de correlações entre a radiação solar global e a difusa. As correlações obtidas dependem da escala temporal, e podem ser do tipo linear, polinomial ou exponencial. Para as escalas diárias as correlações mais conhecidas são as propostas por Liu e Jordan (1960), e Collares-Pereira e Rabl (1979). Para escalas horárias as mais conhecidas são as propostas por Erbs (1982), e Dal Pal e Escobedo (2012).

2.7 – Bases de Dados Solarimétricos e Programas Computacionais

A partir do que foi visto nas seções anteriores, pode-se deduzir que, para o correto dimensionamento de um SFV, é necessário conhecer os valores dos dados de radiação solar incidentes no local da instalação e no plano dos módulos. Existem informações que podem ser acessadas pela internet, além de publicações especializadas. Entretanto, as medições sistemáticas devem ser continuadas, para garantir a composição de séries históricas contendo dados cada vez mais confiáveis e com mais detalhes.

---

[2] Razão entre a irradiação global que atinge a superfície terrestre e a irradiação que incide no topo da atmosfera.

2.7.1 – Informações a partir de medições de superfície

Um dos primeiros estudos publicados para o Brasil foi realizado por Nunes *et al*. (1979) com mapas de irradiação solar obtidos a partir de correlações com dados do número de horas de insolação. Em 1987 a OLADE - Organização Latino Americana de Energia publicou novos mapas com dados também derivados de correlações a partir das informações sobre o número de horas de insolação, registrados nas estações do Instituto Nacional de Meteorologia e outras estações brasileiras. Além dos mapas, a publicação incluía tabelas impressas. Um extensivo trabalho na Universidade de Massachusetts, Lowell (Estados Unidos) compilou dados de irradiação solar de quase todo o planeta. Os dados brasileiros foram extraídos principalmente da base da OLADE. Com os dados digitalizados, sua difusão foi ampliada, e logo os mesmos dados foram incorporados à base de dados de uma organização espanhola, CENSOLAR, sendo possível acessá-los a partir do programa SunData (ver item 2.7.3).

Dados meteorológicos compilados em médias mensais de 30 anos (entre 1961 e 1990) são apresentados na publicação denominada Normais Climatológicas do Instituto Nacional de Meteorologia. Dentre os dados desta publicação inclui-se o valor médio do número de horas de insolação, através do qual se pode estimar a irradiação solar. Informações dos valores diários do número de horas de insolação em média mensal podem ser acessadas pela internet no site do INMET – Instituto Nacional de Meteorologia, www.inmet.gov.br.

Novas compilações de dados permitiram a edição do Atlas Solarimétrico do Brasil, o qual estima a irradiação solar no país a partir da interpolação e extrapolação de dados obtidos em estações meteorológicas distribuídas em vários pontos do território nacional. A publicação inclui, além dos mapas, um CD-ROM com acesso à base de dados.

A rede SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) disponibiliza dados de um número limitado de estações para determinados períodos de tempo, os quais podem ser acessados na página http://sonda.ccst.inpe.br. A rede foi implantada em 2004 e tem como principal objetivo o estabelecimento de uma infraestrutura física e de recursos humanos destinada à montagem e melhoramento da base de dados de superfície necessária ao levantamento dos recursos de energia solar e eólica no Brasil e consequente planejamento de seu uso.

2.7.2 – Informações a partir de medições por satélites

O número de estações de medição de dados que podem ser usados para estimar a radiação solar é ainda reduzido, considerando a extensão do território brasileiro. Técnicas para estimar a radiação solar a partir de imagens de satélites têm sido aprimoradas, permitindo uma cobertura muito mais abrangente. Estudos demonstram que os dados medidos na superfície, mesmo quando são apresentados em médias mensais, tem pouco alcance de extrapolação espacial. Se o ponto de utilização da instalação

estiver afastado de 50 km ou mais da estação de origem dos dados, as estimativas oriundas das análises de dados de satélite são mais precisas do que uma extrapolação.

O primeiro produto resultante da utilização de modelos que utilizam imagens de satélite para estimar a irradiação solar no Brasil foi o Atlas de Irradiação Solar no Brasil utilizando um modelo físico de transferência da radiação solar através da atmosfera denominado BRASIL-SR. Em 2006 foi publicado o Atlas Brasileiro de Energia Solar, com o mesmo modelo aperfeiçoado e utilizando imagens de mais satélites. Essa publicação compara dados de irradiação diária medida na superfície com os dados equivalentes estimados pelo modelo e encontra um desvio médio entre 5 % e 7 %, mostrando uma pequena superestimativa nos resultados do Atlas. Essa publicação também é acompanhada de um CD-ROM com dados de irradiação solar e faz parte do Programa SWERA das Nações Unidas (Solar and Wind Energy Resource Assessment).

Mapas e dados compilados sobre a irradiação solar no Brasil no Programa SWERA podem ser encontrados na página: http://swera.unep.net/. Nesse local podem ser acessados os dados e mapas referentes ao Atlas Brasileiro de Energia Solar e dados da América Latina desenvolvidos pelo NREL (National Renewable Energy Laboratory do Departamento de Energia dos Estados Unidos) e disponíveis para cada mês com índices de latitude e longitude.

Outro banco de dados com base na análise de dados de muitos satélites é o SSE da NASA, (Surface Meteorology and Solar Energy), que pode ser acessado pela página: http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/. Este banco de dados permite acessar valores médios da irradiação solar em qualquer localidade do mundo, em uma resolução de 1° x 1° de latitude e longitude, fazendo uso de dados coletados ao longo de 22 anos.

Mais uma opção de obtenção de dados com origem em imagens de satélites é a página http://www.soda-is.com/, onde há produtos à venda, mas também há dados gratuitos, com geração de séries de radiação solar.

2.7.3 – Programas computacionais para acessar e tratar dados de irradiação solar

Há programas computacionais que podem auxiliar na consulta aos dados de radiação solar incidente em uma dada localidade. As bases de dados geralmente contém dados da radiação solar sobre uma superfície horizontal, mas os painéis dos SFV são geralmente instalados em planos inclinados com diferentes orientações. Além disto, há programas que utilizam algoritmos adequados para sintetizar computacionalmente sequências de dados meteorológicos que, na ausência de dados sequenciais medidos, podem alimentar programas de simulação computacional de sistemas fotovoltaicos em operação.

O programa SunData, desenvolvido pelo Cepel, é uma ferramenta para apoio ao dimensionamento de um SFV. O mesmo é baseado no banco de dados CENSOLAR (além de outras fontes), contendo valores de irradiação diária média mensal no plano horizontal para cerca de 350 pontos no Brasil e em países limítrofes. O SunData apresenta os dados mensais para planos inclinados em três ângulos de inclinação, orientados para o Equador. Para saber a irradiação solar global diária média mensal de uma localidade basta entrar com as suas coordenadas geográficas. Esse programa pode ser acessado através da página do Cresesb: www.cresesb.cepel.br.

O programa RADIASOL 2, desenvolvido no LABSOL da UFRGS, permite que o usuário defina o ângulo de inclinação e o ângulo de orientação azimutal do plano dos módulos. O usuário deve entrar com dados de irradiação diária em média mensal sobre um plano horizontal e dados de temperatura em base mensal (ou utilizar dados incorporados na instalação do programa) e selecionar a localização e orientação do plano em estudo. O programa então sintetiza dados horários de irradiação global, divide esses dados em valores de radiação direta e difusa para cada hora ao longo de um ano, e calcula a irradiação horária sobre o plano inclinado. Como resultado, é possível observar em gráfico ou exportar dados mensais ou horários de radiação solar e suas componentes direta e difusa e dados de temperatura ambiente necessários para uma simulação. Quando o usuário não possui os dados mensais de um local de interesse, pode buscar no banco de dados incorporado ao programa, o qual contém dados do Atlas Solarimétrico, e do programa SWERA, e utilizar ferramentas de interpolação ou de busca pelos dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar através do posicionamento do mouse sobre o mapa. O programa RADIASOL 2 está disponível para download gratuito na página: www.solar.ufrgs.br.

A Figura 2.20 mostra a interface da seleção do estado do Brasil para iniciar o programa RADIASOL 2. Arrastando o mouse pelo mapa do Brasil é possível ver uma estimativa das diferenças climáticas, e selecionando-se um círculo vermelho escolhe-se um estado. A partir daí pode-se selecionar uma estação com dados existentes ou inserir novas localidades, ou ainda editar os dados a qualquer momento.

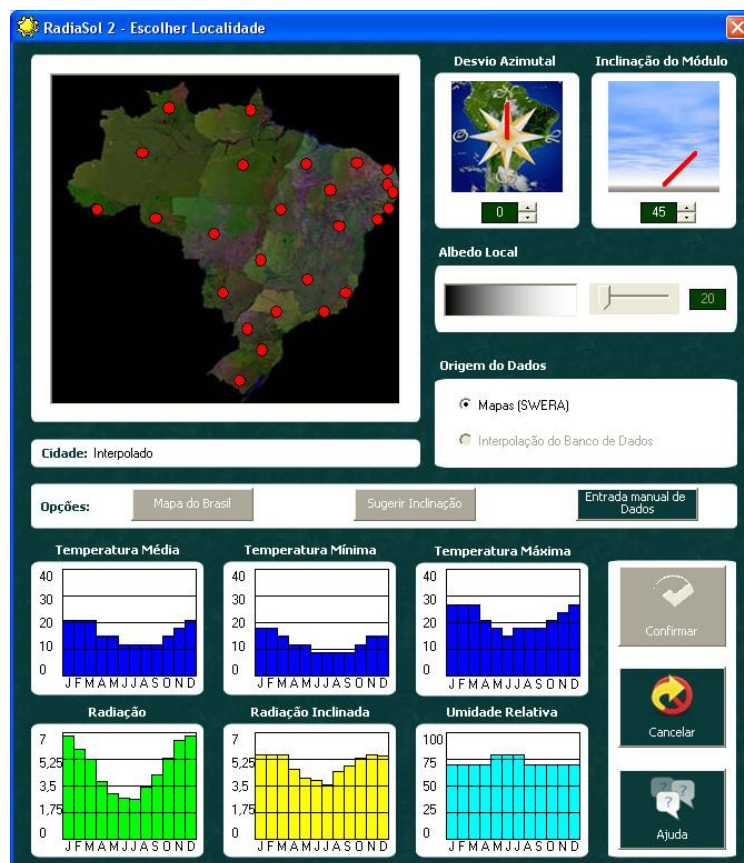



Figura 2.20 - Interface de utilização do programa RADIASOL2.

O programa METEONORM é um *software* comercial desenvolvido por METEOTEST (Suíça) que possui uma base de dados climatológicos para vários locais no mundo e de uso em aplicações para aproveitamento energético. O programa também apresenta facilidades de cálculo de radiação incidente sobre planos inclinados e também incorpora um mecanismo de sintetização de séries de dados.

2.7.4 – Comparação entre dados de irradiação solar de diversas fontes

Os dados de irradiação solar disponíveis para o território brasileiro nas diversas fontes citadas podem apresentar discrepâncias apreciáveis. A título de exemplo, as Figuras 2.21 e 2.22 mostram as médias diárias mensais e a média anual incidente sobre um painel inclinado de 10° em relação ao plano horizontal e orientado na direção do Norte geográfico, para duas localidades na região Norte do país: Rio Branco-AC (~10°S 68°W) e Manaus-AM (~3°S 60°W), segundo diversas fontes.

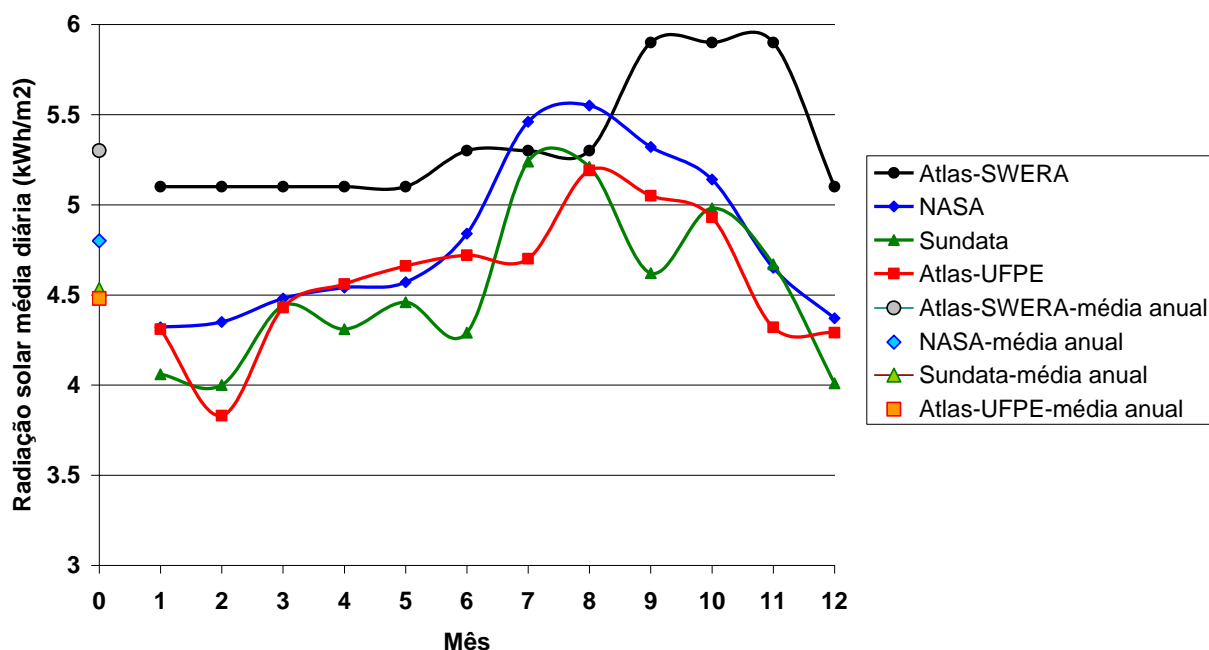



Figura 2.21 - Médias mensais e anual da radiação solar média diária incidente sobre um coletor inclinado de 10°N na região de Rio Branco. A média anual de cada série está mostrada por um símbolo sobre o eixo vertical no "mês zero". Cada série é proveniente de um banco de dados diferente. Fonte: (SOARES et al., 2010).

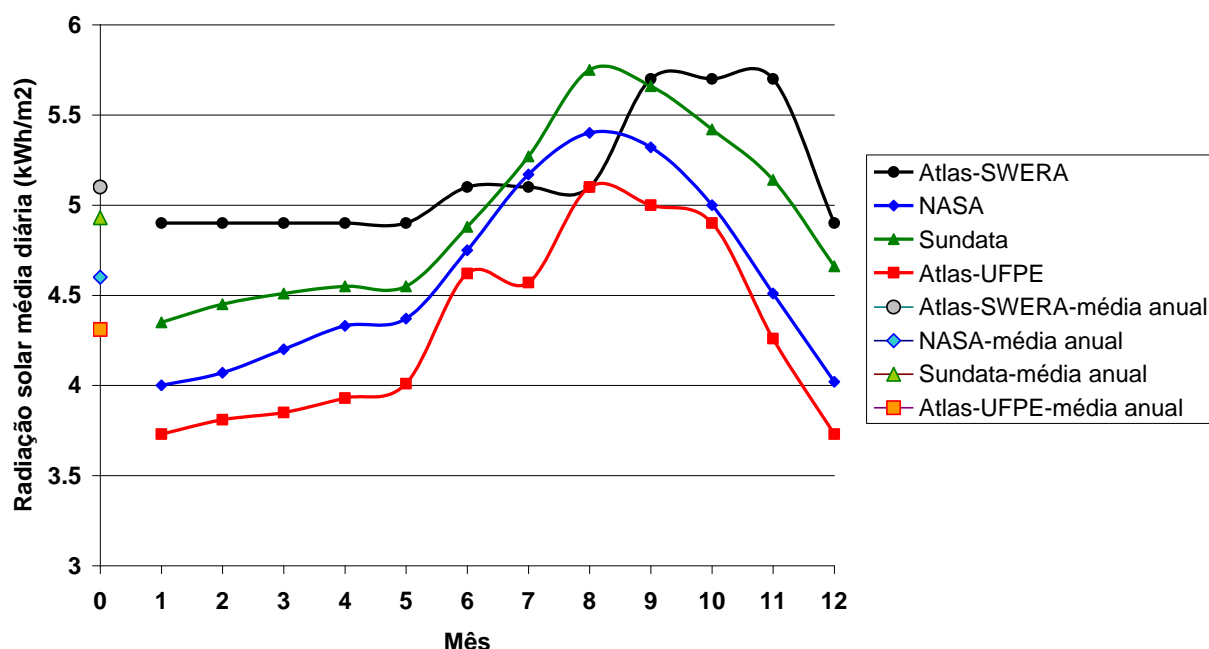



Figura 2.22 - Médias mensais e anual da radiação solar média diária incidente sobre um coletor inclinado de 10°N na região de Manaus. A média anual de cada série está mostrada por um símbolo sobre o eixo vertical no "mês zero". Cada série é proveniente de um banco de dados diferente. Fonte: (SOARES et al., 2010).

Face a estas diferenças, surge o problema de quais dados de irradiação se deve adotar para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. A Eletrobrás, por exemplo, vem adotando os dados do Atlas-SWERA para o dimensionamento dos sistemas tipo SIGFI no âmbito do LpT.

Caso se faça o dimensionamento de um determinado sistema considerando um valor único de irradiação solar, e se opte por uma atitude conservadora, o valor adotado para o dimensionamento seria o “pior mês” dentre todas as fontes a que se tiver acesso, o que, na Figura 2.21, por exemplo, corresponde ao mês de fevereiro no Atlas-UFPE.

Por outro lado, caso se necessite a sequencia de valores mensais de irradiação para o dimensionamento, como seria o caso de utilizar algum software de simulação, então a atitude mais conservadora seria compor uma sequencia utilizando os piores valores para cada mês (“pior janeiro”, “pior fevereiro” etc.) disponíveis em todas as fontes. No caso da Figura 2.21, por exemplo, seria uma composição entre os valores do SunData e do Atlas-UFPE.

2.8 – Referências

ALADOS-ARBOLEDAS, L.; BATLLES, F. J.; OLMO, F. J. **Solar radiation resource assessment by means of silicon cells**. Solar Energy, v. 54, Issue 3, Março de 1995. p. 183-191.

APS - American Physical Society. **Energy units**. Disponível em: <http://www.aps.org/policy/reports/popareports/energy/units.cfm>. Acesso em: ago. 2012.

BP - **BP statistical review of world energy**. June 2012. Disponível em: <http://www.bp.com/statistical-review>. Acesso em: ago. 2012.

COLLARES-PEREIRA, M.; RABL, A. **The averange distribution of solar radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values**: Solar Energy, v. 22 (2), 1979. p. 155-164.

COLLE, S.; PEREIRA, E. B. **Atlas de Irradiação Solar do Brasil**. Brasília, 1998.

DAL PAL; ESCOBEDO, J. F. **Modelo de estimativa da radiação solar difusa na equipartição instantânea.** Disponível em: <http://www.cbmet.com/cbm-files/1231458537bc9c8f218b528ab3ed-6f80de.pdf>. Acesso em: set. 2012.

DIPASQUALE, R. **Solar insolation January 1984-1993 & April 1984-1993.** Surface Meteorology and Solar Energy Project, NASA Langley Research Center, and the ISCCP Project. Disponível em: <http://earthobservatory.nasa.gov/IOTD/view.php?id=1355>. Acesso em: ago. 2012.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes.** 4th Edition, John Wiley & Sons. 2013. 936 p.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly,daily and monthly-average global radiation. Solar Energy, v. 28, 1982. p. 293-302.

EPIA - European Photovoltaic Industry Association. **Market Report 2011**. Março de 2012.

INMET. **Normais climatológicas (1961-1990)**. Brasília, Brasil: Departamento Nacional de Meteorologia, 1992.

ISO 9059-1990. **Calibration of field pyrheliometers by comparison to a reference pyrheliometer**. 1990.

ISO 9847-1992. **Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer**. 1992.

KOPP, G.; LEAN, J. L. **A new, lower value of total solar irradiance: Evidence and climate significance**. Geophysical Research Letters, L01706, v. 38, 2011. Disponível em: <http://www.agu.org/pubs/crossref/2011/2010GL045777.shtml>. Acesso em: ago. 2012.

LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. **The interrelationship and characteristics distribution of direct, diffuse, and total solar radiation**. Solar Energy, v. 4, 1960. p. 1-19.

LONG, C. N.; DUTTON, E. G. **BSRN Global Network recommended QC tests, V2.0**. BSRN Technical Report, 2002.

LOWELL, University of Lowell Photovoltaic Program, **International Solar Irradiation Database, Version 1.0**, Section BRA5AOLADE, 1987. University of Lowell Research Foundation, 1991.

MARKVART, T., CASTAÑER, L. **Practical handbook of photovoltaics fundamentals and applications**. Elsevier, 2003. 984 p.

MORITZ, H. **Geodetic Reference System 1980**. Journal of Geodesy, v. 74, n. 1, 2000. p. 128-162. Disponível em: <http://www.springerlink.com/content/0bgccvjj5bedgdfu/>. Acesso em: ago. 2012.

NASA - National Aeronautics and Space Administration. **Cosmicopia**. Disponível em: <http://helios.gsfc.nasa.gov/qa_sun.html>. Acesso em: mai. 2013.

NASA - National Aeronautics and Space Administration. **Imagine the Universe!**. Disponível em: <http://imagine.gsfc.nasa.gov/docs/science/know_l1/dwarfs.html>. Acesso em: mai. 2013.

NREL - National Renewable Energy Laboratory. **Reference solar spectral irradiance: Air mass 1.5**. Disponível em: <http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/>. Acesso em: ago. 2012.

NUNES, G. S. S.; ANDRÉ, R. G. B.; VIANELLO, R. L.; MARQUES, V. S. **Estudo da distribuição de radiação solar incidente sobre o Brasil**. Revista Brasileira de Armazenamento, v. 4, 1979. p. 5-30.

OLADE, **Atlas de Climatologia Solar**, Quito, Equador: v. 1, 1987.

OLIVEIRA FILHO, K. S.; SARAIVA, M. F. O. **Astronomia e Astrofísica.** 2ª. Ed. São Paulo, Brasil: Editora Livraria da Física, 2004.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. e RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. INPE, 2006.

PEREZ, R.; SEALS, R.; ZELENKA. **A comparing satellite remote sensing and ground network measurements for the production of site/time specific irradiance data**. Solar Energy, v. 60, n. 2, 1997. p. 89-96.

PEREZ, R.; STEWART, R.; ARBOGAST, C.; SEALS, R.; SCOTT, J. **An anisotropic hourly diffuse radiation model for sloping surfaces -- Description, performance evaluation, site dependency evaluation**. Solar Energy, v. 36, 1986. p. 481-498.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia**. 1. ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

European Commission. **PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System**. Joint Research Centre, Institute for Energy, Renewable Energy Unit, 2013. Disponível em: <http://re.jrc.ec.euro-pa.eu/pvgis/index.htm>.

RABL, A. **Active solar collectors and their applications**. Oxford University Press, 1985. 517p.

SOARES, GUILHERME FLEURY W.; VIEIRA, LEONARDO DOS SANTOS R.; GALDINO, MARCO ANTONIO. **Comparação de Custos entre Sistemas Fotovoltaicos Individuais e Minicentrais Fotovoltaicas para Eletrificação Rural**. Relatório Técnico Cepel DTE-745/2010. Março de 2010.

ŠÚRI, M.; HULD, T. A.; DUNLOP, E. D.; OSSENBRINK, H. A. **Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries**. Solar Energy, v. 81, 2007. p. 1295-1305. Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. Acesso em: ago. 2012.

TIBA, C.; FRAIDENRAICH, N.; MOSZKOWICZ, M.; CAVALCANTE, E. S. C.; LYRA, F. J. M.; NOGUEIRA, A. M. B.; GALLEGOS, H. G. **Atlas Solarimétrico do Brasil**. Recife, Brasil. Editora Universitária da UFPE, 2000.

TIBA, C. **Mapeamento da situação atual da Solarimetria no Brasil e sugestões de ações futuras**. Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Energia Solar Heliotérmica, Projeto DKTI – CSP, No. Programa 2011.9750.8-013.00. 2012.

TRENBERTH, K. E.; FASULLO, J. T., KIEHL, J. **Earth's global energy budget. Bulletin of the American Meteorological Society**. Março de 2009. Disponível em: <http://www.cgd.ucar.edu/cas/Trenberth/trenberth.papers/TFK_bams09.pdf>. Acesso em: ago. 2012.

WILCOX, S. M.; MCCORMACK, P. **Implementing best practices for data quality assessment of the National Renewable Energy Laboratory's solar resource and meteorological assessment Project**, NREL/CP-5500-50897. 2011.

WMO – World Meteorological Organization. **CIMO Guide.** Draft First Supplement to the Seventh Edition (2008) of the CIMO - Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation, 2010.

2.9 – Páginas de Interesse

http://sonda.ccst.inpe.br - SONDA

http://www.metonorm.com - METEONORM, Version 7.

http://www.inmet.cgov.br - INMET.

http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/ - SSE da NASA, Surface Meteorology and Solar Energy

http://www.solar.ufrgs.br - RADIASOL-2.

http://swera.unep.net/ - SWERA

http://www.soda-is.com/ - SODA, Solar Data.

http://www.cresesb.cepel.br - Cresesb.

CAPÍTULO 3

CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

CAPÍTULO 3 – CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

3.1 – Breve Histórico

O efeito fotovoltaico foi descoberto por Becquerel[1] em 1839, quando observou que ao iluminar uma solução ácida surgia uma diferença de potencial entre os eletrodos imersos nessa solução. Em 1876, W. G. Adams e R. E. Day observaram efeito similar em um dispositivo de estado sólido fabricado com selênio. Os primeiros dispositivos que podem ser denominados de células solares ou células fotovoltaicas foram fabricados em selênio e desenvolvidos por C. E. Frits em 1883. Nos anos 1950, ou seja, mais de 110 anos após a descoberta de Becquerel, foram fabricadas nos Laboratórios Bell, nos Estados Unidos, as primeiras células fotovoltaicas baseadas nos avanços tecnológicos na área de dispositivos semicondutores. Estas células fotovoltaicas foram fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino e atingiram uma eficiência de conversão de energia solar em elétrica, relativamente alta para a época, de 6%, com potência de 5 mW e área de 2 cm^2.

Na década de 1970, um watt-pico (potência nas condições-padrão de ensaio) era vendido na Europa e Estados Unidos por US$ 150,00. No entanto, ao fim da primeira década do novo milênio atingiu-se uma produção mundial anual de células fotovoltaicas da ordem de magnitude da potência da central hidroelétrica de Itaipu. No final de 2013, para venda em maior escala, o preço do módulo fotovoltaico de c-Si encontrava-se em cerca de 0,60 €/Wp na Europa, de 0,65 U$/Wp nos EUA e menos de 3 R$/Wp no Brasil.

Diversas tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas foram desenvolvidas nos últimos 60 anos e as células fotovoltaicas fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino (monocristalino ou policristalino) dominam o mercado mundial atualmente. A Figura 3.1 mostra que esta tecnologia vem respondendo sempre por mais de 81% da produção mundial desde 2000, e em 2011 atingiu 87,9% deste mercado. As outras tecnologias comercializadas são baseadas em filmes finos de telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS), silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), silício microcristalino (μc-Si) e silício crescido em fitas (Si-fitas). Células fotovoltaicas multijunção de alta eficiência, células baseadas em corantes (DSSC – *Dye Sensitized Solar Cells*) ou polímeros também estão sendo desenvolvidas.

[1] Alexandre-Edmond Becquerel (1820-1891), cientista francês.
[2] A termalização pode ocorrer também para as lacunas na banda de valência, embora seja mostrada na figura somente para os

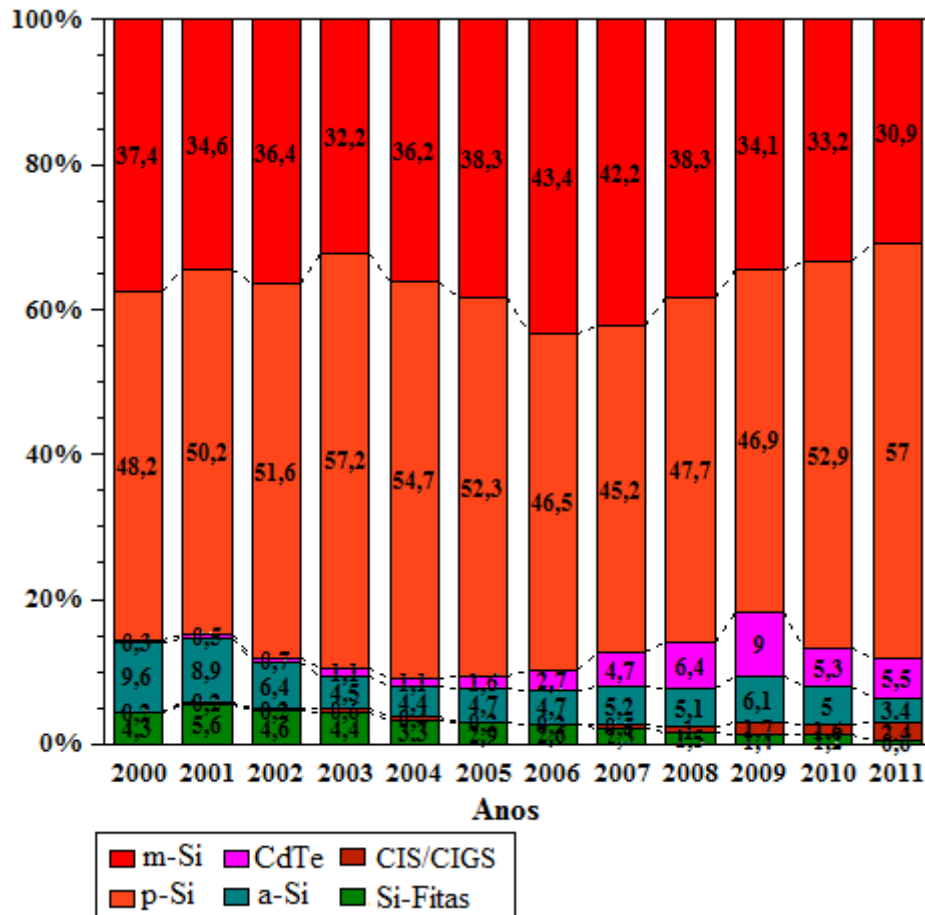



Figura 3.1 - Distribuição das tecnologias usadas na produção industrial de células fotovoltaicas. Legenda: m-Si - silício monocristalino, p-Si - silício policristalino, CdTe - telureto de cádmio; a-Si - silício amorfo, CIS - disseleneto de cobre índio, CIGS - disseleneto de cobre índio gálio, e Si-Fitas - fitas de silício. Fonte: (HERING, 2012a).

3.2 – Princípios de Funcionamento da Célula Fotovoltaica

Existem na natureza materiais classificados como semicondutores, que se caracterizam por possuírem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução “vazia” (sem elétrons) na temperatura do zero absoluto (0 K). Assim sendo, um semicondutor comporta-se como um isolante a 0 K.

Na tabela periódica, os elementos semicondutores pertencem principalmente aos grupos 14 a 16 (antigos grupos IV A a VI A), incluindo Carbono (C), Silício (Si), Germânio (Ge), Arsênio (As), Fósforo (P), Selênio (Se) e Telúrio (Te). Além destes, existe um grande número de compostos binários, ternários e até quaternários, incluindo elementos de diversos grupos da tabela periódica, que também são semicondutores. Uma forma comum de denominação destes compostos é feita pelos grupos (da classificação antiga) a que pertencem os elementos que os formam. Assim, por exemplo, o Arsenieto de Gálio (GaAs) e o Nitreto de Gálio (GaN) são conhecidos como um semicondutores do tipo III-V, o

Telureto de Cádmio (CdTe) como do tipo II-VI e o Disseleneto de Cobre-Índio como I-III-$(VI)_2$. Como exemplo de semicondutores quaternários, pode-se citar o InGaAsP e o AlInGaN, utilizados para a fabricação de LEDs.

A separação entre as duas bandas de energia permitidas dos materiais semicondutores, denominada de banda proibida (*bandgap*, ou simplesmente *gap*) e representada por E_g, pode atingir até 3 eV (elétron-volt), diferenciando estes materiais dos materiais considerados isolantes, onde a banda proibida supera este valor. A Figura 3.2 apresenta a estrutura de separação de bandas de energia para condutores, semicondutores e isolantes.

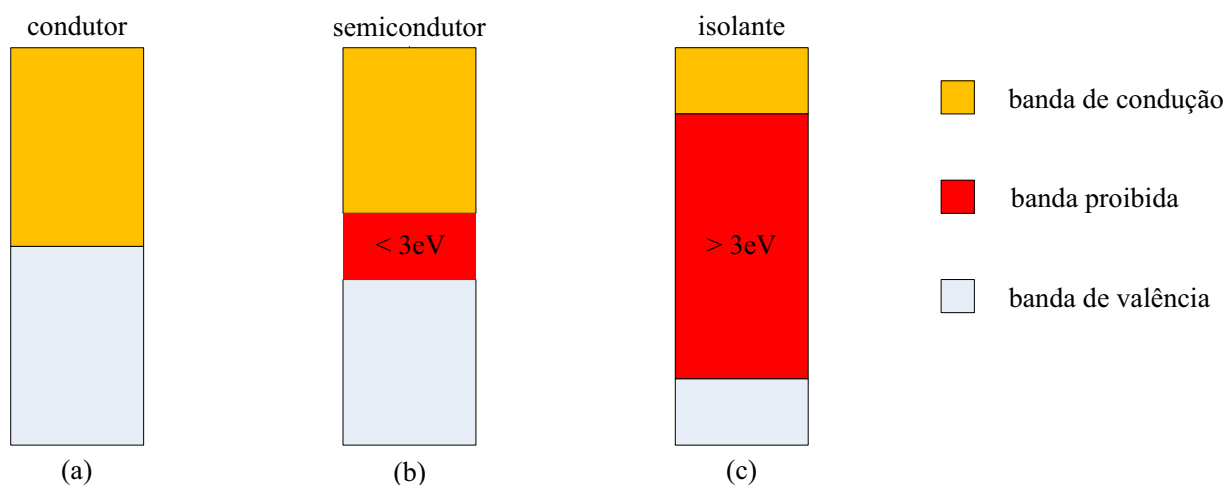



Figura 3.2 - Estrutura de bandas de energia em (a) condutores, (b) semicondutores e (c) isolantes.

As bandas são, na realidade, compostas por um conjunto de inúmeros valores discretos permitidos de energia bastante próximos, por isso muitas vezes são consideradas como contínuas. A Tabela 3.1 disponibiliza os valores de E_g para diversos materiais semicondutores.

Tabela 3.1 – Bandas proibidas E_g para diversos materiais semicondutores à temperatura de 300 K.

Material	Grupo	E_g (eV)	Material	Grupo	E_g (eV)
Si	elemento	1,12	GaP	III-V	2,26
Ge	elemento	0,66	CdS	II-IV	2,42
GaAs	III-V	1,43	PbS	II-IV	0,35
InSb	III-V	0,18	PbTe	II-IV	0,30
InP	III-V	1,35	CdTe	II-IV	1,45

Em função da existência de bandas de energia, uma característica importante dos semicondutores é o aumento da condutividade com a temperatura, proporcionado pela excitação térmica de elétrons da banda de valência para a banda de condução, deixando na banda de valência as lacunas, as quais constituem portadores de carga positiva, cuja mobilidade, todavia, é cerca de um terço da dos elétrons na banda de condução. Assim, para temperaturas superiores a 0 K, há sempre no semicondutor um certo número de

elétrons ocupando a banda de condução e o mesmo número de lacunas na banda de valência, denominados portadores intrínsecos, cuja concentração pode ser expressa pelas Equações 3.1 e 3.2. Para o Si o valor de n_i citado pela literatura é de $1{,}45\text{x}10^{10}/\text{cm}^3$ na temperatura de 300K.

$$n_i^2 \cong B.e^{-\frac{E_g}{k.T}} \tag{3.1}$$

$$n = p = n_i \tag{3.2}$$

Onde:

n_i - concentração de portadores intrínsecos;
n- concentração de portadores negativos (elétrons);
p- concentração de portadores positivos (lacunas);
k- constante de Boltzmann ($1{,}381 \text{ x } 10^{-23}$ J/K);
E_g – Energia do *gap* do material (1,12eV para o silício);
T- Temperatura absoluta (K)
B- Constante aproximada para os semicondutores ($\sim 10^{39}/\text{cm}^6$)

Os elétrons preenchem os níveis de energia vagos a partir do fundo da banda de condução para cima. As lacunas, contudo, ocupam os níveis a partir do topo da banda de valência para baixo. A compreensão deste comportamento dos portadores pode ser auxiliada pela seguinte analogia física: as lacunas se comportam na banda de valência como bolhas num meio líquido mais denso, por isso flutuam na superfície do líquido, enquanto que os elétrons na banda de condução são como bolas mais densas que o líquido, por isso se acumulam no fundo.

Além da geração térmica, há ainda a possibilidade de geração de portadores por meio de energia cinética de partículas (prótons, nêutrons etc.) que atinjam o material, a chamada ionização por impacto. Mas a propriedade fundamental que permite a fabricação de células fotovoltaicas é a possibilidade de fótons incidentes no material, com energia superior à E_g do *gap*, também gerarem pares elétron-lacuna, conforme mostrado na Figura 3.3.

A energia de um fóton é associada à cor da luz, de acordo com a equação:

$$E_f = h \cdot f \tag{3.3}$$

Onde:

E_f – energia do fóton (J);
h – constante de Planck (J.s);
v – freqüência da luz (Hz).

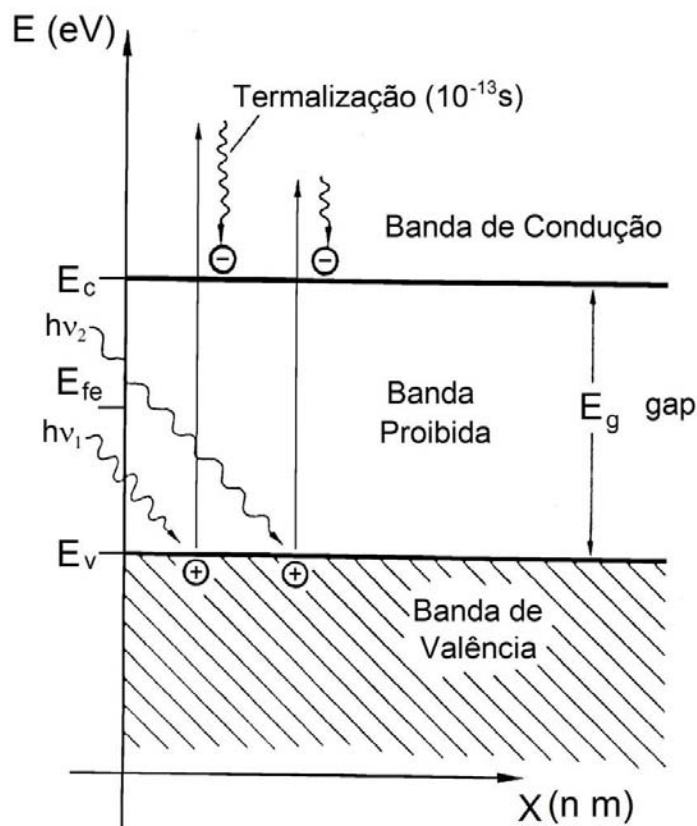



Figura 3.3 – Geração de pares elétron-lacuna pela incidência de fótons no material semicondutor, chamado efeito fotocondutivo: E_c – nível inferior de energia da banda de condução; E_v – nível máximo de energia na banda de valência; E_{fe} – Nível de Fermi; E_g – valor da energia do gap ($E_g = E_c – E_v$). Fonte: adaptado de (OLDENBURG, 1994).

A absorção de fótons com energia superior ao E_g resulta em dissipação da energia em excesso (hν - E_g) como calor no material, no fenômeno denominado termalização[2], também mostrado na Figura 3.3. O nível de energia de Fermi, E_{fe} na Figura 3.3, corresponde ao nível médio de energia dos portadores no material, e, para os semicondutores intrínsecos, se situa no meio da banda proibida.

Estes elétrons e lacunas fotogerados podem mover-se dentro do material e aumentam sua condutividade elétrica, o que é denominado de efeito fotocondutivo. Este efeito é aproveitado para fabricação de componentes eletrônicos denominados fotocélulas ou fotorresistores (LDRs[3]), no qual a resistência elétrica varia em função da luminosidade incidente. Contudo, para o aproveitamento de corrente e tensão elétricas é necessário aplicar um campo elétrico, a fim de separar os portadores, o que se consegue através da chamada junção *pn*. Para construí-la, é necessário introduzir de forma controlada impurezas no semicondutor, ou seja, realizar a dopagem, que consiste na introdução de pequenas

[2] A termalização pode ocorrer também para as lacunas na banda de valência, embora seja mostrada na figura somente para os elétrons na banda de condução.
[3] LDR – *light dependent resistor*.

quantidades de outros elementos, denominados impurezas ou dopantes, que mudam drasticamente as propriedades elétricas do material intrínseco (material sem dopagem, denominado de tipo *i*).

Para compreensão dos conceitos básicos descreve-se aqui uma célula fotovoltaica monojunção de silício (Si) cristalino, que é o material semicondutor mais usado na fabricação de células e cujas propriedades são apresentadas na Tabela 3.2. Outros materiais e tipos de células são apresentados nos itens 3.5 e 3.6, entre elas as células multijunção e heterojunção.

Tabela 3.2 – Propriedades do silício à temperatura de 300 K e baixas concentrações de dopantes.

Propriedades do silício	
Número atômico (Z)	14
Configuração eletrônica	$1s^2\ 2s^2\ 2p^6\ 3s^2\ 3p^2$
Valência	4
Estrutura cristalina	CFC
Bandgap (E_g)	1,12 eV
Distância interatômica (a)	5,4 Å
Ponto de fusão	1.420°C
Constante dielétrica ($\varepsilon/\varepsilon_o$)	11,8
Concentração intrínseca de portadores (n_i)	1,5 x $10^{10}/cm^3$
Mobilidade dos elétrons (μ_n)	1.350 $cm^2/V.s$
Mobilidade das lacunas (μ_p)	480 $cm^2/V.s$
Coeficiente de difusão de elétrons (D_n)	35 cm^2/s
Coeficiente de difusão de lacunas (D_p)	12,5 cm^2/s

Os átomos de Si são tetravalentes, ou seja, caracterizam-se por possuírem 4 elétrons de valência que formam ligações covalentes com os átomos vizinhos, resultando em 8 elétrons compartilhados por cada átomo, constituindo uma rede cristalina.

Ao se introduzir nesta estrutura um átomo pentavalente, como, por exemplo, o fósforo (P), haverá um elétron em excesso fracamente ligado a seu átomo de origem, uma vez que ocupa um nível de energia no interior da banda proibida apenas ~0,044 eV abaixo do limite inferior da banda de condução (nível E_d na Figura 3.4). Como sua energia de ligação é muito baixa, na temperatura ambiente a energia térmica é suficiente para libertar este elétron fazendo com que salte para a banda de condução, deixando seu átomo de origem como uma carga fixa positiva. Além do fósforo (P), podem ainda ser usados arsênio (As) e antimônio (Sb), que são chamados de impurezas doadoras de elétrons, ou dopantes tipo *n* ou, ainda, impurezas tipo *n*. O Nível de Fermi para o semicondutor tipo *n* localiza-se acima do ponto médio da banda proibida, próximo à banda de condução.

Se, por outro lado, na rede cristalina for introduzido um átomo trivalente, como o boro (B), haverá a falta de um elétron para completar as ligações com os átomos de Si da rede. Esta falta de um elétron é denominada lacuna ou buraco e ocupa um nível de energia no interior da banda proibida apenas ~0,045 eV acima do limite superior da banda de valência (nível E_a na Figura 3.4). Na temperatura

ambiente a energia térmica de um elétron de uma ligação vizinha é suficiente para fazê-lo passar a esta posição, correspondendo ao movimento da lacuna no sentido inverso, tornando o átomo uma carga fixa negativa. Além do boro (B), podem ser usados alumínio (Al), gálio (Ga) e índio (In), denominados impurezas aceitadoras de elétrons ou dopantes tipo *p*. No semicondutor tipo *p*, o Nível de Fermi fica abaixo do ponto médio da banda proibida, próximo à banda de condução.

A Figura 3.4 esclarece sobre os níveis de energia em materiais semicondutores tipo *n* e tipo *p*.

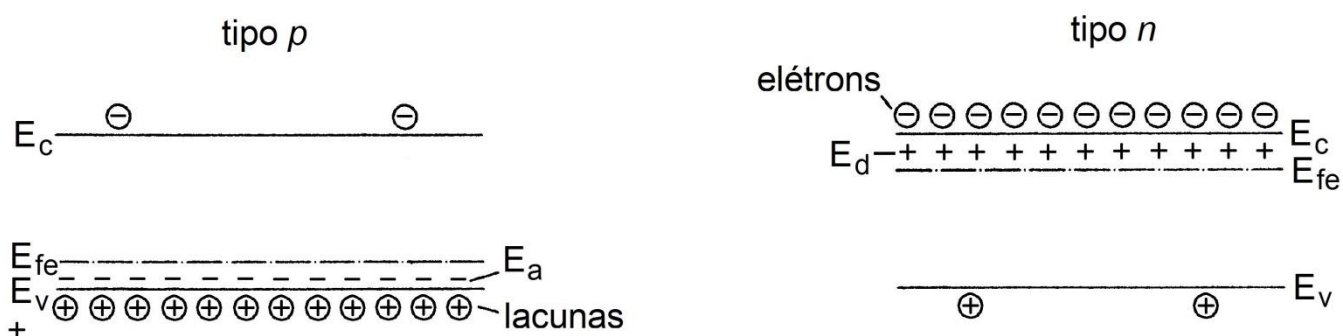



Figura 3.4 – Níveis de energia em materiais tipo *n* e *p*: E_a – nível de energia dos "elétrons faltantes" dos átomos de impurezas aceitadoras; E_d - nível de energia nos elétrons não emparelhados dos átomos de impurezas doadoras. Fonte: adaptado de (OLDENBURG, 1994).

A Tabela 3.3 mostra os níveis de energia de ionização alguns dos elementos normalmente utilizados como dopantes para o silício.

Tabela 3.3 – Níveis de energia de ionização para impurezas utilizadas como dopantes tipos p e n em silício – E_v é a energia correspondente ao topo da banda de valência; E_c é a energia correspondente ao fundo da banda de condução. Fonte (SZE, 1981).

Elemento tipo *p*	**Energia (eV)**	**Elemento tipo *n***	**Energia (eV)**
B	$E_v + 0{,}045$	Li	$E_c - 0{,}033$
Al	$E_v + 0{,}067$	Sb	$E_c - 0{,}039$
Ga	$E_v + 0{,}072$	P	$E_c - 0{,}045$
In	$E_v + 0{,}16$	As	$E_c - 0{,}054$
Tl	$E_v + 0{,}3$	Bi	$E_c - 0{,}069$

Na temperatura ambiente existe energia térmica suficiente para que praticamente todos os elétrons em excesso dos átomos de Fósforo (P) estejam livres, bem como para que todas as lacunas criadas pelos átomos de Boro (B) possam se deslocar. Usualmente a dopagem do tipo *p* é feita numa concentração (N_a) de ~1:10^7, ou seja, cerca de um átomo de B para 10 milhões de átomos de Si. Já a concentração dos átomos de P (N_d) na dopagem tipo *n* é muito superior, atingindo ~1:10^3. As concentrações dos dopantes (N_d e N_a) são deliberadamente feitas várias ordens de grandeza superiores às dos portadores intrínsecos na

temperatura ambiente, de forma a criar regiões com predominância de cargas livres negativas ou positivas, denominadas, respectivamente, regiões tipo *n* e tipo *p*.

Por isso, na região tipo *n*, os portadores negativos (elétrons) são denominados portadores majoritários, cuja concentração é aproximadamente igual à concentração do dopante (N_d), enquanto que ali as lacunas são os portadores minoritários. Neste caso, valem as seguintes equações:

$$n \cong N_d \quad (3.4)$$

$$p \cong \frac{n_i^2}{N_d} \quad (3.5)$$

Onde:
n_i - concentração de portadores intrínsecos;
n- concentração de portadores negativos (elétrons);
p- concentração de portadores positivos (lacunas);
N_d – Concentração do dopante tipo n.

Para a região tipo *p*, a situação dos portadores se inverte, de forma análoga.

Por outro lado, se numa metade de uma lâmina de Si inicialmente puro forem introduzidos átomos de B e na outra metade átomos de P, será então formada a junção *pn*, conforme mostram as Figuras 3.5 e 3.6, o que é a estrutura típica de um diodo retificador semicondutor.

Na interface entre os dois tipos de dopagem, o excesso de elétrons da região *n* se difunde para a região *p*, dando origem a uma região com cargas elétricas positivas fixas no lado *n*, que são íons P^+, pois os átomos de Fósforo perdem um elétron. Os elétrons que passam do lado *n* para o lado *p* encontram as lacunas, fazendo com que esta região fique com cargas negativas fixas, que são íons B^-, pois os átomos de B recebem um elétron. Estas correntes de difusão de portadores de carga não continuam indefinidamente, porque o excesso de cargas positivas e negativas na junção das regiões *n* e *p* produz um campo elétrico que impede a passagem de elétrons do lado *n* para o lado *p*, assim como impede a passagem de lacunas da região *p* para a *n*.

Estabelecido o equilíbrio, forma-se uma zona com cargas positivas e negativas, denominada de zona de carga espacial ou zona de depleção, gerando um campo elétrico na junção *pn* e uma barreira de potencial. A zona de depleção recebe este nome por lá praticamente não existirem portadores, ou seja $n \approx 0$ e $p \approx 0$.

Através da junção *pn* no escuro, sem tensão externa de polarização, existe uma corrente de portadores gerados termicamente que se anula, num estado de equilíbrio dinâmico, de acordo com o conjunto de Equações 3.6. A corrente pode ser divida em duas partes, corrente de deriva (i_D), e corrente de difusão (i_d), conforme pode-se visualizar na Figura 3.5.

A primeira parte é acorrente de deriva (i_D), que é a corrente de portadores que se movem por efeito do campo elétrico das regiões em que são minoritários para as regiões em que são majoritários. Esta corrente tem duas componentes: a corrente de lacunas que se movem do lado *n* para o lado *p* (I_{Dp}) e a corrente de elétrons que se movem do lado *p* para o lado *n* (I_{Dn}).

A outra parte é a corrente de difusão (i_d), resultante da diferença de concentrações de elétrons e lacunas nos dois lados da junção *pn*. As componentes são: corrente de lacunas do lado *p* para o lado *n* (i_{dp}) e corrente de elétrons do lado *n* para o lado *p* (i_{dn}). Estes portadores se deslocam por difusão das regiões em que são majoritários para as em que são minoritários, onde se recombinam.

$$i_D = i_{Dp} + i_{Dn} \qquad I_d = i_{dn} + i_{dp} \qquad i = i_D = I_d = 0 \qquad (3.6)$$

A barreira de potencial que surge na junção *pn* também pode ser visualizada na Figura 3.5, correspondendo a uma energia qV_o, onde V_o é a diferença de potencial e q é a carga fundamental (carga do elétron).

A diferença de potencial entre as regiões *p* e *n* pode ser entendida como resultado das diferenças no Nível de Fermi (E_{fe}) nos dois materiais. Quando estes materiais entram em contato, a situação de equilíbrio é alcançada quando os níveis de Fermi se igualam, o que ocorre pelo fluxo inicial de portadores e pelo estabelecimento do campo elétrico e da diferença de potencial, que é a responsável por impelir a corrente fotogerada.

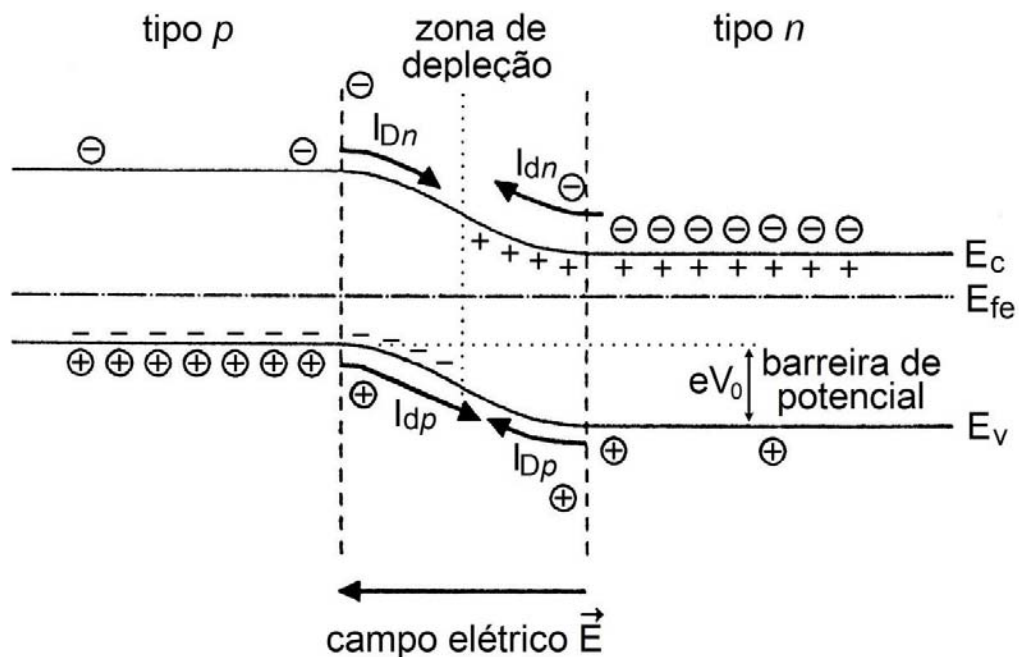



Figura 3.5 – Junção *pn* no escuro em equilíbrio térmico, mostrando a barreira de potencial (qV_0) as correntes de difusão (I_d) e de deriva (i_D) de portadores: i_{dn} – corrente de difusão de elétrons; i_{dp} – corrente de difusão de lacunas; i_{Dn} – corrente de deriva de elétrons; I_{Dp} – corrente de deriva de lacunas. Fonte: adaptado de (OLDENBURG, 1994).

A diferença de potencial na junção *pn* sem polarização externa (em equlíbrio), em função da temperatura, pode ser calculada pela Equação 3.7.

$$V_0(T) \cong \frac{k \cdot T}{q} \cdot \ln\left(\frac{N_d \cdot N_a}{n_i^2}\right) \tag{3.7}$$

Onde:
$V_0(T)$ – diferença de potencial na junção;
n_i - concentração de portadores intrínsecos no material;
N_d – Concentração do dopante tipo *n*;
N_a – Concentração do dopante tipo *p*;
q – carga do elétron (1,6x10^{-19} C);
k – constante de Boltzmann (1,38x10^{-23} J/K);
T – temperatura absoluta (K).

A Figura 3.6 mostra a estrutura física de uma junção *pn* de uma célula fotovoltaica.

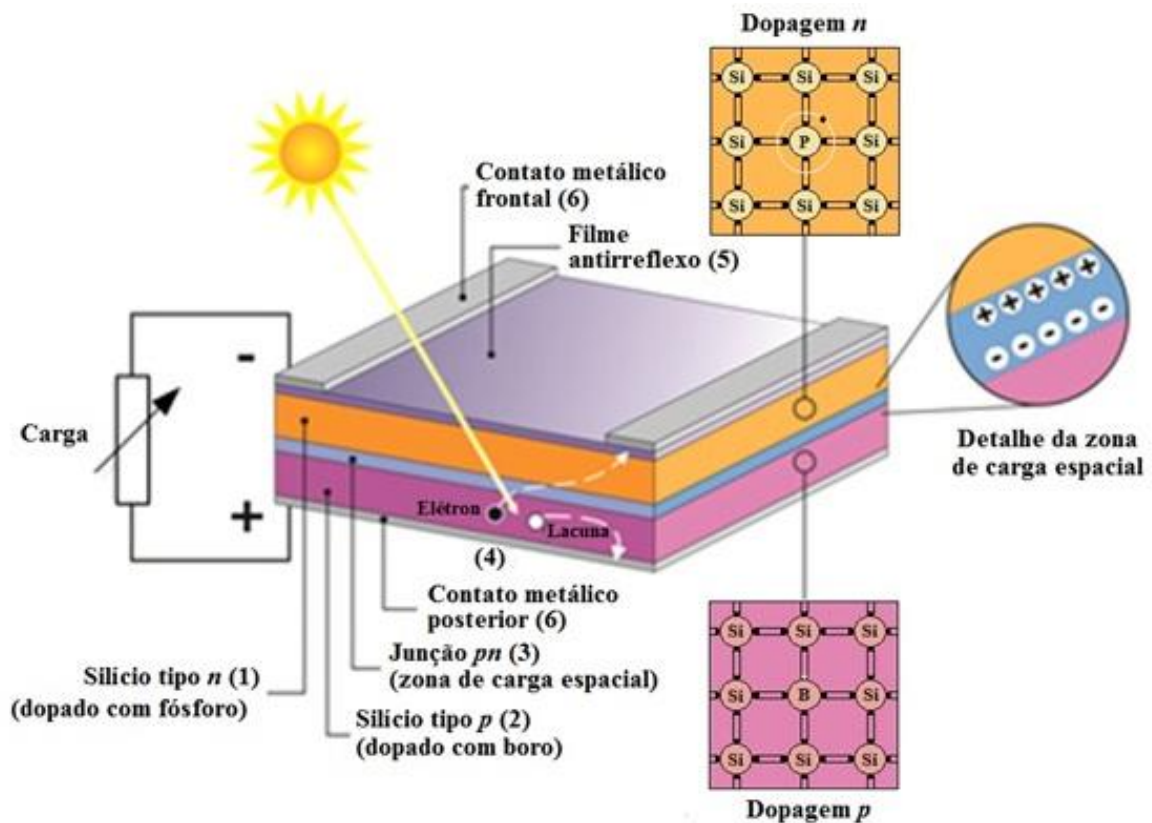



Figura 3.6 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício destacando: (1) região tipo *n*; (2) região tipo *p*, (3) zona de carga espacial, onde se formou a junção *pn* e o campo elétrico; (4) geração de par elétron-lacuna; (5) filme antirreflexo; (6) contatos metálicos. Fonte: Adaptada de (MOEHLECKE e ZANESCO, 2005).

Na prática, para se obter a junção *pn* da célula parte-se, por exemplo, de uma lâmina de silício cristalino já previamente dopada, em sua fabricação, com átomos do tipo *p* e se introduzem átomos do tipo

n, de forma a compensar a região previamente dopada e obter uma região tipo *n* na lâmina (por isso a maior concentração do dopante tipo *n*). Isto é feito na prática por meio da introdução do material em um forno a alta temperatura contendo um composto de Fósforo em forma gasosa. Da mesma maneira, também se pode formar a junção *pn* em uma lâmina de silício tipo *n*, com introdução posterior de átomos tipo *p*.

Se um material semicondutor dotado de uma junção *pn* for exposto a fótons com energia maior que a do *gap* ($E_f > E_g$), então ocorrerá a fotogeração de pares elétron-lacuna, da mesma forma como já explicado para o material intrínseco, na Figura 3.3. Porém, se tais portadores de carga forem gerados no interior da região de carga espacial, então serão separados pelo campo elétrico, sendo os elétrons acelerados para o lado *n* e as lacunas para o lado *p*, gerando assim uma corrente elétrica (também de deriva) através da junção no sentido da região n para a região p. Observe-se que esta corrente fotogerada I_L tem sentido inverso à corrente de polarização direta de um diodo e tem duas componentes (elétrons e lacunas). O processo de absorção de fótons da junção *pn* e a corrente fotogerada podem ser observados na Figura 3.7.

Porém, se os portadores de carga forem fotogerados fora da zona de carga espacial, então os portadores minoritários, isto é, lacunas em região tipo *n* e elétrons em região tipo *p*, deverão ter um tempo de vida ou comprimento de difusão mínimo para eventualmente alcançarem a junção *pn* e serem coletados, sem que ocorra recombinação, contribuindo assim também para a I_L.

A recombinação pode ser direta, também chamada banda a banda, na qual o elétron volta diretamente da banda de valência à banda de condução. Neste caso, a energia pode ser emitida sob forma de fóton, na chamada recombinação irradiante (mostrada em cor lilás na Figura 3.7), que é o efeito utilizado para fabricação de LEDs, emitindo, as células de c-Si, radiação de baixíssima intensidade na faixa de 950 nm a 1250 nm (IR). A recombinação indireta, por outro lado, é feita com o elétron passando por níveis de energia intermediários introduzidos no interior da banda proibida por defeitos na estrutura cristalina.

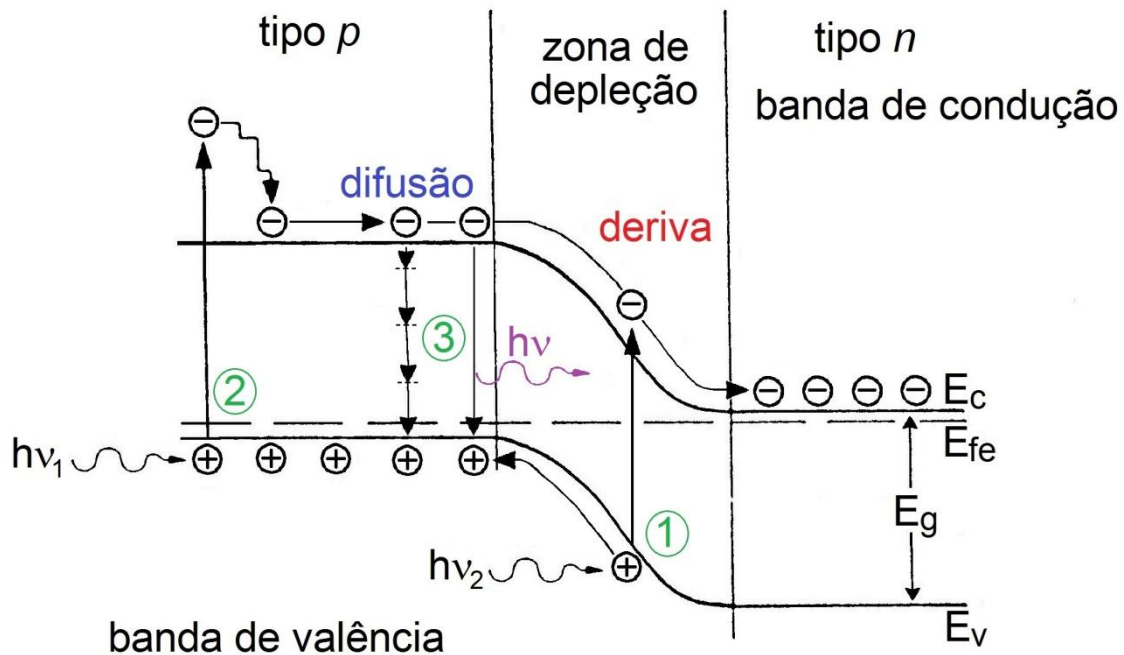



Figura 3.7 – Corrente fotogerada na junção *pn* iluminada (célula fotovoltaica): (1) par elétron-lacuna gerado na região de carga espacial; (2) par gerado fora da região de carga espacial; (3) recombinação, sendo mostrada à direita a recombinação direta, e à esquerda a recombinação indireta. Fonte: adaptado de (OLDENBURG, 1994).

Esta separação dos portadores de carga pela junção *pn* dá origem ao efeito fotovoltaico, que é a conversão de energia luminosa em energia elétrica associada a uma corrente elétrica e uma diferença de potencial. Este efeito na verdade ocorre em qualquer diodo semicondutor que for exposto à radiação, portanto, as células fotovoltaicas podem ser entendidas essencialmente como diodos de grande área otimizados para o aproveitamento do efeito fotovoltaico.

Para completar a célula fotovoltaica, são ainda necessários um contato elétrico frontal (malha metálica) na região *n*, assim como um contato traseiro na região *p*. Se esses contatos forem conectados externamente por meio de um condutor, haverá uma circulação de elétrons. Além do processo de geração de pares elétron-lacuna, também ocorrem processos de recombinação dos portadores de carga minoritários gerados. A recombinação pode ocorrer tanto na superfície quanto no volume do dispositivo.

Os fatores que limitam a eficiência de conversão de uma célula fotovoltaica são: 1) reflexão na superfície frontal; 2) sombra proporcionada pela área da malha metálica na face frontal; 3) absorção nula de fótons de energia menor que do que o *gap* ($E_f < E_g$); 4) baixa probabilidade de coleta, pela junção *pn*, dos portadores de carga gerados fora da zona de carga espacial; 5) recombinação dos portadores de carga, isto é, o “reencontro” dos elétrons e lacunas em impurezas e defeitos do material e 6) resistência elétrica no dispositivo e nos contatos metal-semicondutor, bem como possíveis caminhos de fuga da corrente elétrica (resistência em paralelo). A Figura 3.8 esquematiza os fatores acima citados.

(a) (b)

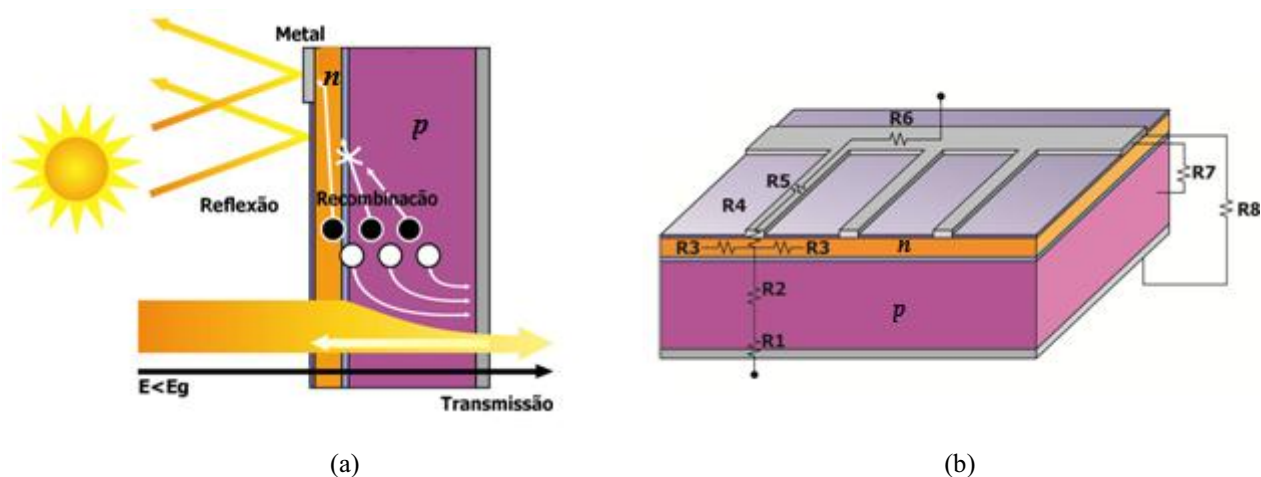



Figura 3.8. Fatores que limitam a eficiência de uma célula fotovoltaica: a) Perdas por reflexão, transmissão (fótons com energia menor que o *gap*), recombinação de portadores de carga minoritários e sombreamento proporcionado pela malha metálica frontal. b) Perdas por resistência em série nas junções metal-semicondutor (R4 e R1) existentes nos contatos metálicos frontal e traseiro, perdas nas trilhas metálicas (R5 e R6) e nas regiões *n* (R3) e *p* (R2) e perdas por resistência em paralelo entre o contato metálico frontal (malha metálica) e a região tipo *p* (R7), e entre os contatos metálicos frontal e traseiro (R8). Adaptada de (MOEHLECKE e ZANESCO, 2005).

A Tabela 3.4 apresenta a eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas com diferentes materiais e tecnologias. A máxima eficiência foi obtida com células fotovoltaicas multijunção, atingindo o valor de 37,7%. Estas células são compostas de elementos dos grupos 13, 14 e 15 da tabela periódica (ou IIIA, IVA e VA da antiga classificação dos elementos na tabela periódica) e a combinação dos materiais permite absorver os fótons de grande parte do espectro solar. Para células de uma única junção, o limite teórico é da ordem de 30% (Limite de Schokley-Queiser) e as melhores células fotovoltaicas de Si fabricadas em laboratório atingiram a eficiência de 25%.

Tabela 3.4 - Eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas em laboratórios até 2012 [GREEN et al., 2013].

Tecnologia		Eficiência (%)
Silício	Monocristalino	25,0 ± 0,5
	Policristalino	20,4 ± 0,5
	Filmes finos transferidos[4]	20,1 ± 0,4
Compostos III A-VA (ou 13-15)	GaAs (filme fino)	28,8 ± 0,9
	GaAs (policristalino)	18,4 ± 0,5
	InP (monocristalino)	22,1 ± 0,7
Calcogênios Compostos II B-VI A (ou 12-16)	CIGS ($CuIn_xGa_{(1-x)}Se_2$) (filme fino)	19,6 ± 0,6
	CdTe (filme fino)	18,3 ± 0,5
Silício amorfo / nanocristalino	Amorfo (a-Si) (filme fino)	10,1 ± 0,3
	Nanocristalino (nc-Si)	10,1 ± 0,2
Células Sensibilizadas por Corantes (DSSC)		11,9 ± 0,4
Células Orgânicas (filme fino)		10,7 ± 0,3
Multijunção	InGaP/GaAs/InGaAs	37,7± 1,2
	a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	13,4± 0,4

3.3 – Características Elétricas das Células Fotovoltaicas

3.3.1 – Curva *I-V*

A corrente elétrica em uma célula fotovoltaica pode ser considerada como a soma da corrente de uma junção *pn* no escuro (diodo semicondutor) com a corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar. Esta corrente em função da tensão no dispositivo, denominada de curva *I-V* ou curva característica, pode ser descrita pela seguinte equação, derivada da Equação de Schockley[5], do diodo ideal:

$$I = I_L - I_0\left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1\right] \tag{3.8}$$

Onde:
I_L - corrente fotogerada (A);
I_0 - corrente de saturação reversa do diodo (A);
n - fator de idealidade do diodo, número adimensional geralmente entre 1 e 2, obtido por ajuste de dados experimentais medidos;

---

[4] Filmes finos transferidos – tecnologia onde inicialmente são fabricadas estruturas de filme fino metal/polímero sobre suporte de vidro reutilizável para posterior transferência para um substrato que pode ser de diamante, silicone, nitreto de alumínio, placa de circuito impresso etc.
[5] William Bradford Schockley (1910-1989), cientista norte-americano, ganhador do Prêmio Nobel de Física em 1956.

q – carga do elétron (1,6x10^{-19} C);
k – constante de Boltzmann (1,38x10^{-23} J/K);
T – temperatura absoluta (K).

Por inspeção da Equação 3.8, observa-se que no escuto (I_L = 0) a célula fotovoltaica tem o comportamento idêntico ao de um diodo.

A corrente de saturação reversa I_0 pode ser calculada teoricamente pela Equação 3.9, a partir de propriedades do material e detalhes da construção da junção *pn*. I_0 pode ser determinada experimentalmente pela aplicação da tensão V_{oc} à célula não iluminada (no escuro), ou ainda obtida numericamente por meio de ajuste de uma curva experimental medida.

$$I_0 = q \cdot A \cdot n_i^2 \cdot \left(\frac{D_p}{L_p \cdot N_d} + \frac{D_n}{L_n \cdot N_a}\right) \tag{3.9}$$

Onde:
I_0 - corrente de saturação reversa do diodo (A);
A – área da seção reta da junção (área da célula);
n_i - concentração de portadores intrínsecos no material;
N_d, N_a – Concentração dos dopantes tipo n e tipo p, respectivamente;
D_p, D_n – Coeficientes de difusão de lacunas e elétrons, respectivamente, no material (ver Tabela 3.2);
L_p, L_n – Comprimentos de difusão de lacunas e de elétrons;
q – carga do elétron (1,6x10^{-19} C);

Na Figura 3.9 apresenta-se a curva I-V típica de uma célula fotovoltaica de Si. Deve-se observar que, apesar de ser normalmente apresentada no primeiro quadrante, fisicamente a curva I-V se situa na realidade no quarto quadrante, por se tratar de um gerador, onde, conforme já explicado, a corrente tem sentido inverso (é negativa).

Considerando que, conforme discutido no item 3.2, em uma célula fotovoltaica há resistência em série devido a: junção metal-semicondutor, malhas metálicas, regiões dopadas etc., assim como resistências em paralelo devido a pontos de curto-circuito na junção *pn*, conforme esquematizado na Figura 3.8-b, a equação da curva característica de uma célula fotovoltaica torna-se:

$$I = I_L - I_0\left[\exp\left(\frac{q(V + IR_S)}{nkT}\right) - 1\right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \tag{3.10}$$

onde R_S é a resistência em série e R_P a resistência em paralelo.

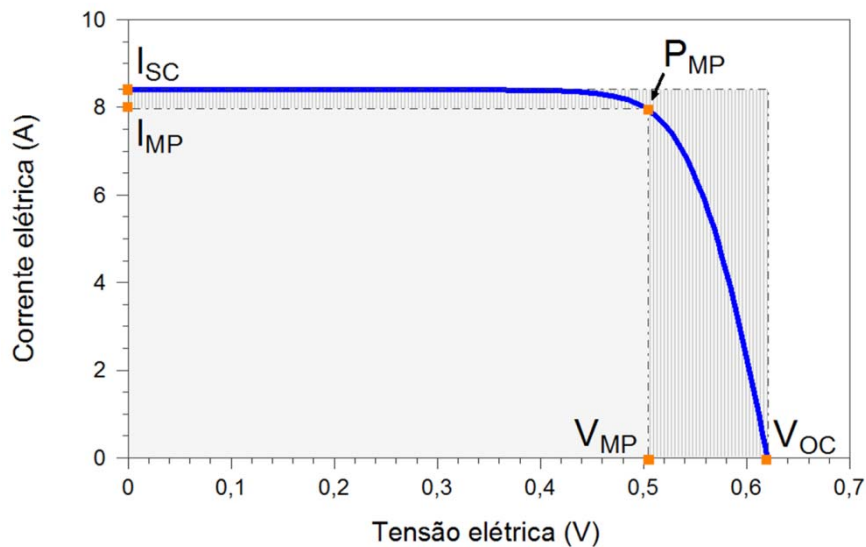



Figura 3.9 - Corrente elétrica em função da diferença de potencial aplicada em uma célula fotovoltaica de silício de 156 mm x 156 mm, sob condições-padrão de ensaio. Os principais parâmetros elétricos estão destacados. I_{SC} é a corrente elétrica de curto-circuito, V_{OC} é a tensão de circuito aberto, P_{MP} [(6)]é a potência máxima ou de pico e I_{MP} e V_{MP} são, respectivamente, a corrente e a tensão no ponto de potência máxima.

A Figura 3.10 apresenta o circuito equivalente para uma célula fotovoltaica, onde o diodo, D, representa a participação da junção *pn* no escuro. R_s e R_p representam resistências em série e paralelo (ver item 3.3.4).

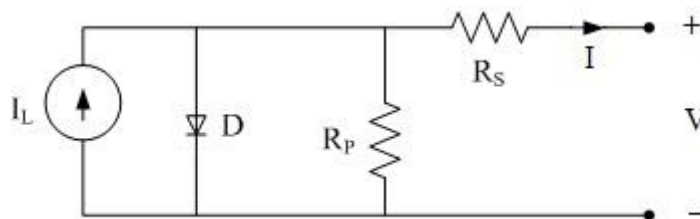



Figura 3.10 – Circuito equivalente básico para uma célula fotovoltaica (modelo com um diodo).

Para as células fotovoltaicas de uso terrestre sem concentração da energia solar, a curva *I-V* é medida em condições-padrão de ensaio: irradiância de 1.000 W/m^2, espectro solar AM1,5 e temperatura da célula fotovoltaica de 25°C. Para essa medição, geralmente, utiliza-se um simulador solar e um sistema de medição automatizado.

Segundo a norma NBR10899, o módulo fotovoltaico é uma unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica. O símbolo da Figura 3.11 pode ser utilizado para representar um módulo fotovoltaico.

---

[6] A notação para o ponto de potência máxima P_{MP} não é padronizada e diferentes autores e fabricantes utilizam outras formas, como P_{PM}, P_{PP}, P_{MPP}, P_m. O mesmo vale em relação a I_{MP} e V_{MP}.

Figura 3.11 – Símbolo de módulo fotovoltaico.

3.3.2 – Parâmetros elétricos

A partir da curva *I-V* mostrada na Figura 3.9, podem ser determinados os parâmetros elétricos que caracterizam as células ou módulos fotovoltaicos: tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, fator de forma e eficiência, descritos a seguir.

- **Tensão de circuito aberto (*V_{oc}*)**: é a tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando não há corrente elétrica circulando e é a máxima tensão que uma célula fotovoltaica pode produzir. Pode ser medida diretamente com um voltímetro nos terminais do módulo. V_{oc} depende da corrente de saturação (I_0), da corrente elétrica fotogerada (I_L) e da temperatura, de acordo com a equação abaixo, derivada da Equação 3.8:

$$V_{oc} = \frac{\mathrm{k \cdot T}}{\mathrm{q}} \cdot \ln\left(\frac{I_L}{\mathrm{I_0}} + 1\right) \tag{3.11}$$

Por depender da corrente de saturação (I_0), V_{oc} está relacionada com a recombinação dos portadores de carga minoritários no dispositivo. O valor de V_{oc} varia conforme a tecnologia utilizada nas células: c-Si (0,5 V – 0,7 V), CdTe (0,857 V), a-Si (0,886 V), DSSC (0,744 V), InGaP/GaAs/InGaAs (3,014 V).

- **Corrente de curto-circuito (*I_{sc}*)**: é a máxima corrente que se pode obter e é medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero. Pode ser medida com um amperímetro curto-circuitando os terminais do módulo. I_{sc} depende da área da célula fotovoltaica, da irradiância solar e de sua distribuição espectral, das propriedades ópticas e da probabilidade de coleta dos pares elétron-lacuna formados. A densidade de corrente de curto-circuito (J_{sc}) é calculada dividindo-se I_{sc} pela área do dispositivo. Valores da densidade de corrente variam conforme a tecnologia empregada, tais como: c-Si (38 mA/cm^2 – 42,7 mA/cm^2), CdTe (26,95 mA/cm^2), a-Si (16,75 mA/cm^2), InGaP/GaAs/InGaAs (14,57 mA/cm^2), DSSC (22,47 mA/cm^2).

- **Fator de forma (*FF*)**: é a razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto. O *FF* é definido pela equação:

$$FF = \frac{V_{MP} I_{MP}}{V_{OC} I_{SC}} \tag{3.12}$$

Quanto menores forem as perdas resistivas (série e paralelo), mais próxima da forma retangular será a curva *I-V*. A definição de *FF* está representada graficamente na Figura 3.9, como a razão entre a área dos dois retângulos destacados. Embora *FF* possa ser relacionado empiricamente com V_{OC}, as resistências em série e em paralelo (ver item 3.3.4) são os parâmetros mais relevantes na sua variação. Valores de *FF* dependem da tecnologia usada, como por exemplo: c-Si (80,9% – 82,8%), CdTe (77%), a-Si (67,8%), DSSC (71,2%), InGaP/GaAs/InGaAs (86%).

- **Eficiência (η)**: é o parâmetro que define quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica. Representa a relação entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente e pode ser definida como segue:

$$\eta = \frac{I_{sc}.V_{oc}.FF}{A.G}.100\% = \frac{P_{MP}}{A.G}.100\% \tag{3.13}$$

onde A (m^2) é a área da célula e G (W/m^2) é a irradiância solar incidente. A unidade da potência da célula e do módulo fotovoltaico é o W_p (watt-pico), que é associada às condições-padrão de ensaio (STC). As melhores eficiências de células são mostradas na Tabela 3.4.

A partir dos dados da curva *I-V*, pode ser determinada a curva da potência em função da tensão, denominada curva *P-V*, conforme a curva na cor vermelha da Figura 3.12, onde se destaca o ponto de máxima potência (P_{MP}), como sendo aquele no qual a sua derivada em relação à tensão é nula ($\frac{dP}{dV} = 0$).

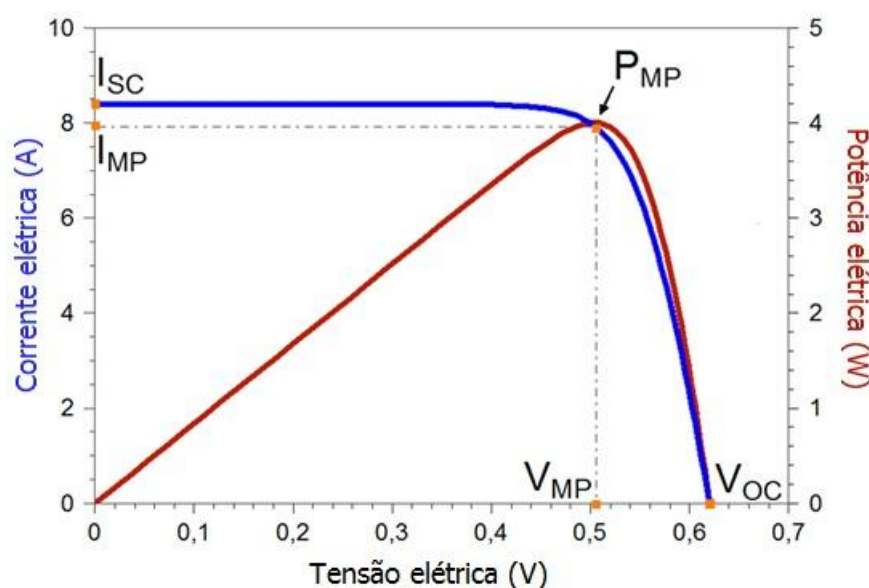



Figura 3.12 - Potência elétrica em função da tensão elétrica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino de 156 mm x 156 mm, sob condições-padrão de ensaio. Os principais parâmetros elétricos estão destacados.

A equação da potência da célula fotovoltaica não permite determinar analiticamente o ponto de potência máxima P_{MP}, o qual, portanto, só pode ser calculado de forma aproximada ou numericamente.

3.3.3 – Resistências série e paralelo de células fotovoltaicas

As resistências série e paralelo de uma célula fotovoltaica, representadas no modelo de circuito da Figura 3.10, tem influência importante na curva I-V da célula, conforme mostram, respectivamente as Figuras 3.13 e 3.14, contribuindo ambas para reduzir o FF da célula, e, portanto, sua eficiência.

A Figura 3.8 (b), por sua vez, mostra, de forma auto-explicativa, a origem destas resistências na estrutura da célula fotovoltaica.

A resistência série (R_s) se origina na resistência do próprio material semicondutor, nos contatos metálicos e na junção metal-semicondutor. Observando-se a Figura 3.13, nota-se que a R_s contribui para reduzir a I_{sc} e o FF da célula, mas não afeta sua V_{oc}. Para valores elevados de R_s a curva da célula perde o formato característico e se reduz a uma reta cuja inclinação é $1/R_s$.

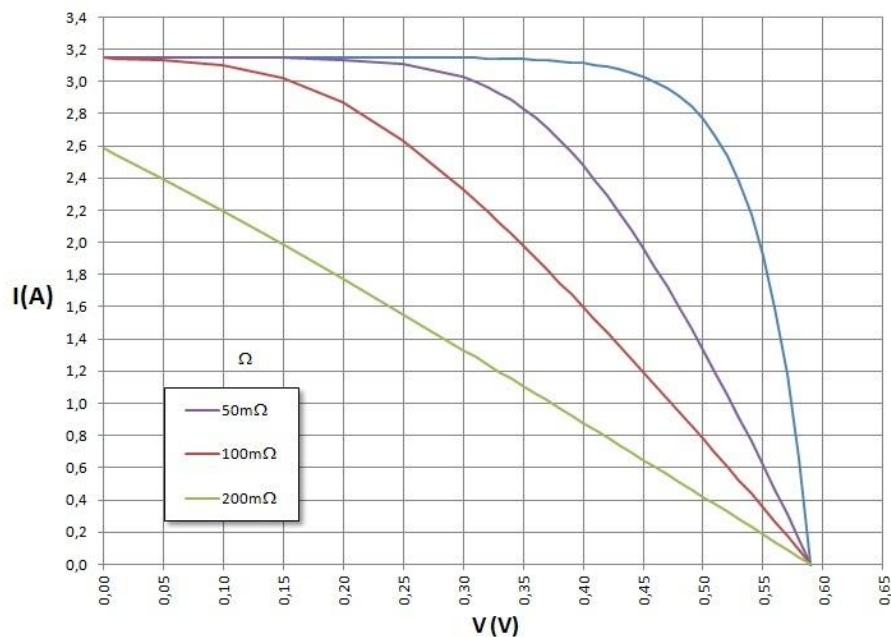



Figura 3.13 – Efeito da resistência série (R_s) na curva I-V de uma célula fotovoltaica, sendo todas as curvas para a mesma temperatura e irradiância (STC), considerando em aberto a resistência paralelo ($R_p=\infty$).

Por outro lado, na Figura 3.14, nota-se o efeito da R_p, que consiste em reduzir a V_{oc} e o FF, sem influir na I_{sc}. A R_p é causada por impurezas e defeitos na estrutura, principalmente próximo às bordas, que produzem um caminho interno para uma corrente de fuga, reduzindo assim a corrente efetivamente produzida pelo dispositivo (não vale para a I_{sc}). Para baixos valores de R_p, outra vez se perde a curvatura do diodo e a característica I-V se torna uma reta de inclinação $1/R_p$.

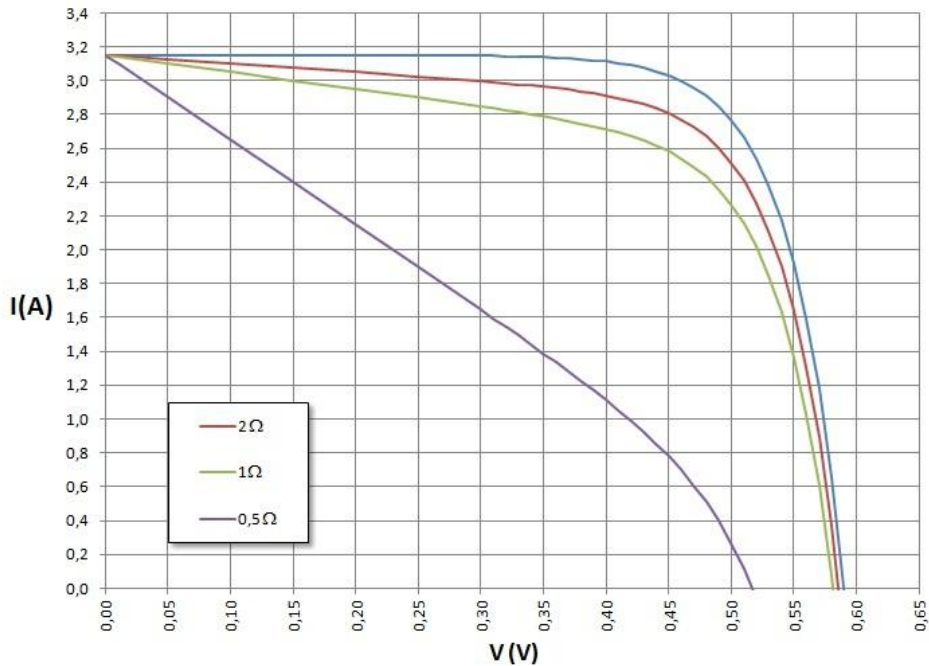



Figura 3.14 – Efeito da resistência paralelo (R_p) na curva I-V de uma célula fotovoltaica, sendo todas as curvas para a mesma temperatura e irradiância (STC), considerando nula a resistência série (R_s=0).

Observa-se que a sensibilidade da célula, em particular do *FF* e da P_{MP}, é muito maior para variações na R_s do que para variações na R_p. Assim, a manutenção da R_s em um valor baixo é decisiva para o desempenho da célula, e obtida por meio de projeto e fabricação adequados. Isto é ainda mais importante em células para concentração, as quais operam em densidades de corrente mais elevadas.

A Figura 3.15 mostra uma forma de estimar graficamente os valores de R_s e R_p, a partir da curva I-V de uma célula.

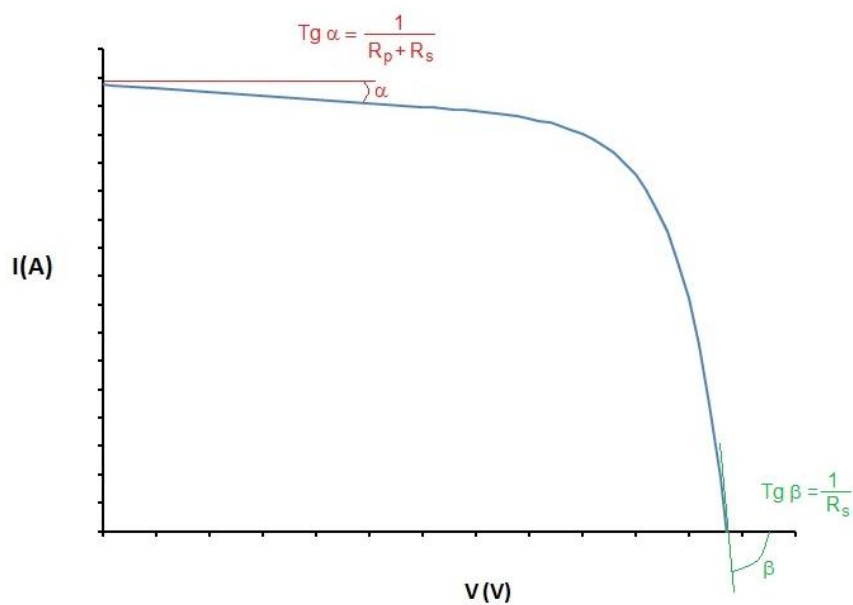



Figura 3.15 – Obtenção das resistências série e paralelo pela curva I-V de uma célula.

3.3.4 – Associações de células e módulos fotovoltaicos

Dispositivos fotovoltaicos podem ser associados em série e/ou em paralelo, de forma a se obter os níveis de corrente e tensão desejados. Tais dispositivos podem ser células, módulos ou arranjos fotovoltaicos. Os arranjos são constituídos por um conjunto de módulos associados eletricamente em série e/ou paralelo, de forma a fornecer uma saída única de tensão e corrente.

3.3.4.1 – Associação em série

Na conexão em série, o terminal positivo de um dispositivo fotovoltaico é conectado ao terminal negativo do outro dispositivo, e assim por diante. Para dispositivos idênticos e submetidos à mesma irradiância, quando a ligação é em série, as tensões são somadas e a corrente elétrica não é afetada, ou seja:

$$V = V_1 + V_2 + ... + V_n \qquad (3.14)$$

$$I = I_1 = I_2 = ... = I_n \qquad (3.15)$$

Este resultado está ilustrado na Figura 3.16(a), por meio da característica *I-V*. Se os dispositivos são idênticos e encontram-se sob as mesmas condições de irradiância e temperatura, então, as correntes elétricas individuais são iguais. No caso de se associarem os dispositivos em série com diferentes correntes de curto-circuito, a corrente elétrica da associação será limitada pela menor corrente. Entretanto, a associação de módulos de correntes diferentes não é recomendada na prática, pois pode causar superaquecimento.

3.3.4.2 – Associação em paralelo

Na associação em paralelo, os terminais positivos dos dispositivos são interligados entre si, assim como os terminais negativos. A Figura 3.16 (b) ilustra o resultado da soma das correntes elétricas em células ideais conectadas em paralelo. As correntes elétricas são somadas, permanecendo inalterada a tensão. Ou seja:

$$I = I_1 + I_2 + ... + I_n \qquad (3.16)$$

$$V = V_1 = V_2 = ... = V_n \qquad (3.17)$$

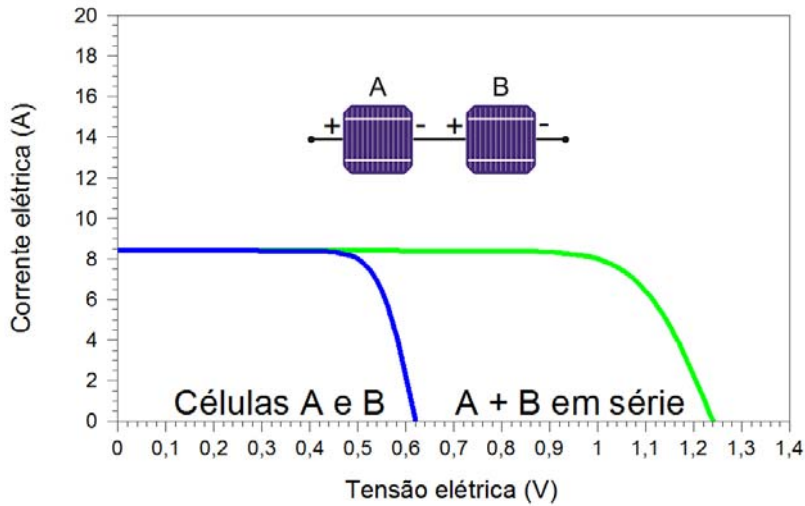
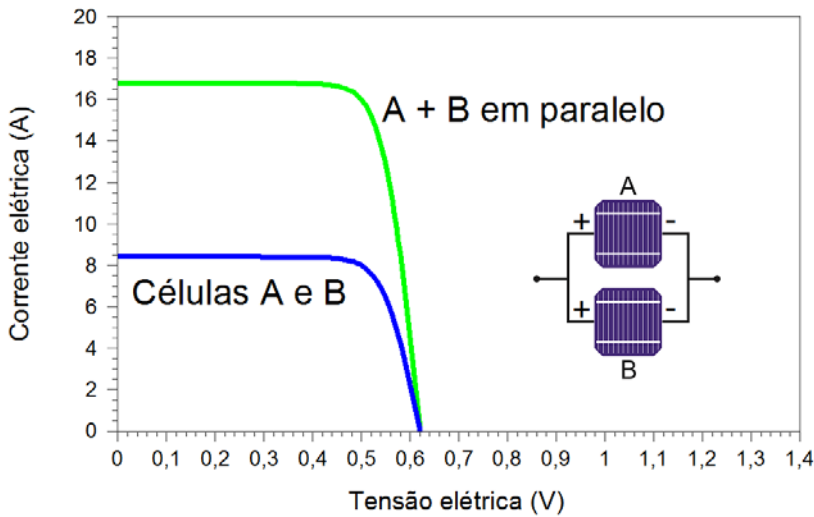



Figura 3.16 – Curvas *I-V* de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas (a) em série e (b) em paralelo.

3.3.5 – Parâmetros externos que afetam as características elétricas

O desempenho das células fotovoltaicas é influenciado pela irradiância incidente e sua distribuição espectral, bem como pela temperatura de operação da célula, inclusive em condições de irradiância de até 1 sol (ou 1 X), que corresponde a 1.000 W/m^2. Em condições de concentração da radiação solar, o que implica na utilização de dispositivos ópticos (lentes ou espelhos) para obtenção de níveis de irradiância superiores aos naturais, a eficiência das células fotovoltaicas pode aumentar, se a temperatura for controlada. Nos casos de alta irradiância, a resistência série (R_s) torna-se um fator que pode reduzir a eficiência, se a célula fotovoltaica não for projetada para essas condições. Por outro lado, quando incidem baixos valores de radiação solar, a resistência paralelo (R_p) pode reduzir ainda mais a potência elétrica gerada.

Ressalta-se que a eficiência do módulo não deve ser utilizada como indicador de qualidade do mesmo. A escolha de um módulo fotovoltaico deve se basear em diversos fatores, como, custo, durabilidade, reputação do fabricante etc. Em princípio, a eficiência não deve nortear a escolha do módulo a não ser que a área disponível para instalação do painel fotovoltaico seja um fator restritivo. A Tabela 3.5 apresenta as potências médias por unidade de área no estágio atual do desenvolvimento de módulos fotovoltaicos de várias tecnologias.

Tabela 3.5 – Áreas ocupadas por de módulos de diferentes tecnologias.

Tecnologia	Potência/área (W_p/m^2)
Si monocristalino - m-Si	150
Si policristalino - p-Si	135
Si amorfo - a-Si	85
Disseleneto de Cobre-Índio (e Gálio) - CI(G)S	100
Telureto de Cádmio - CdTe-	110

3.3.5.1 – Influência da irradiância solar

A Figura 3.17 mostra como a irradiância solar incidente afeta a curva *I-V* de uma célula fotovoltaica de silício, mantida na temperatura de 25 °C. A corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente, enquanto que a tensão de circuito aberto (V_{oc}) aumenta de forma logarítmica (pela Equação 3.11), se mantida a mesma temperatura.

A I_{sc} de uma célula (e de um módulo) pode ser relacionada à irradiância incidente pela Equação 3.18.

$$I_{sc} = I_{sc_{stc}} \times \frac{G}{1000} \tag{3.18}$$

Onde:
I_{sc} (A) – corrente de curto-circuito do módulo, para a irradiância G e uma temperatura de 25 ºC;
$I_{sc\text{-}stc}$ (A) – corrente de curto circuito do módulo nas STC;
G (W/m^2) – irradiância incidente sobre o módulo;
1000 (W/m^2) – irradiância nas STC.

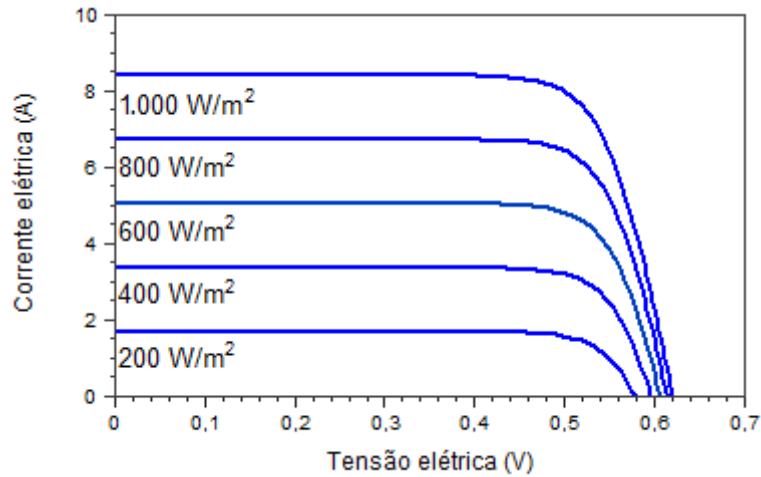



Figura 3.17 - Influência da variação da irradiância solar na curva característica *I-V* de uma célula fotovoltaica de silício cristalino na temperatura de 25 °C.

3.3.5.2 – Influência da temperatura

As variações da irradiância solar incidente e da temperatura ambiente afetam a temperatura de operação das células fotovoltaicas que compõem os módulos fotovoltaicos. A Figura 3.18 mostra curvas *I-V* para diversas temperaturas da célula fotovoltaica, com irradiância de 1.000 W/m^2. O aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente produz um aumento da temperatura da célula e, consequentemente, tende a reduzir a sua eficiência. Isto se deve ao fato de que a tensão da célula diminui significativamente com o aumento da temperatura, enquanto que sua corrente sofre uma elevação muito pequena, quase desprezível. Em uma célula de silício cristalino, um aumento de 100 °C na temperatura produz uma variação da ordem de -0,2 V (-30%) em V_{OC} e de +0,2% em I_{SC}. Determinados módulos fotovoltaicos de filmes finos apresentam uma menor influência da temperatura na potência de pico, embora também sofram redução no seu desempenho.

Maiores detalhes sobre a influência da temperatura em células e módulos são encontrados nos itens 4.1.3.2 e 4.1.3.3.

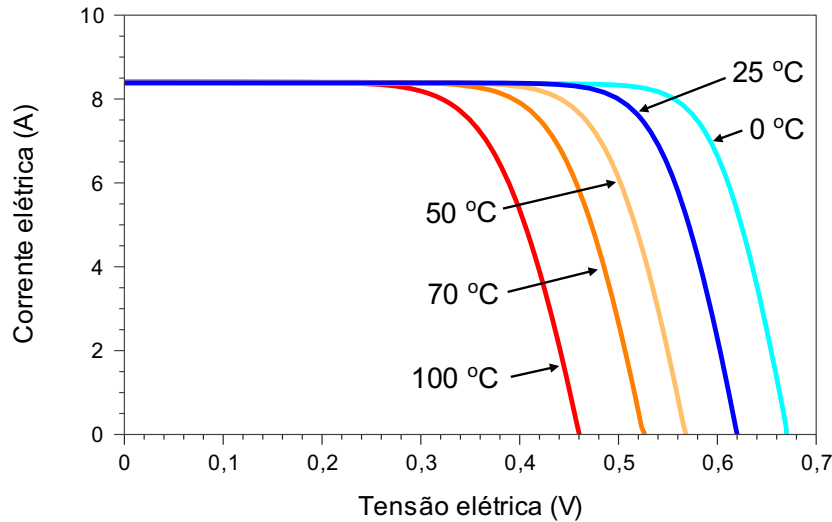



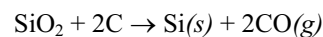
Figura 3.18 - Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva *I-V* (para irradiância de 1.000 W/m^2, espectro AM1,5).

3.4 – Células e Módulos Fotovoltaicos de Silício Cristalino

As células de c-Si corresponderam em 2011 a 87,9% do mercado mundial. Para sua fabricação, a matéria prima utilizada é o silício ultrapuro. Pode ser utilizada a mesma matéria prima da indústria eletrônica (*chips)* o chamado silício grau eletrônico (Si-gE), com uma pureza de 99,9999999%, também denominada 9N (nove noves), ou então o silício grau solar (Si-gS), com 99,9999% (6N), de menor custo (este último não pode ser usado na indústria eletrônica).

O SI-gE é obtido, por meio de uma rota denominada processo Siemens, a partir do silício impuro, que é o silício grau metalúrgico (Si-gM), com pureza de ~99%. Já o Si-gS é obtido por meio do processo chamado Siemens modificado, ou por meio de outras rotas alternativas.

O Si metalúrgico (Si-gM),por sua vez, é obtido da sílica (SiO_2) em fornos a arco elétrico numa temperatura que pode atingir 1780 °C, utilizando como matéria prima quartzo ou areia e o carvão, de acordo com a reação abaixo.

$$SiO_2 + 2C \rightarrow Si(s) + 2CO(g)$$

A Figura 3.19 resume a estrutura básica da célula fotovoltaica industrial de c-Si tipo *p*, constituída de: 1) lâmina de silício cristalino tipo *p* dopada com boro, 2) região n^+ dopada com fósforo (o índice $^+$ significa que a concentração de dopante é superior a 1 x 10^{19} átomos/cm^3), 3) região p^+ dopada com alumínio, para reduzir a recombinação na face posterior, denominada de campo retrodifusor ou BSF (*back surface field*), 4) malha metálica frontal fabricada com prata, 5) barras coletoras ou malha metálica traseira de alumínio-prata, 6) filme antirreflexivo (AR) e 7) filme para passivação.

As pastas de alumínio para formar o BSF, a de prata para produzir a malha metálica frontal, e a de alumínio-prata para formar o contato posterior são depositadas por serigrafia e processadas em forno de esteira. Na Figura 3.20 é apresentada uma célula fotovoltaica típica.

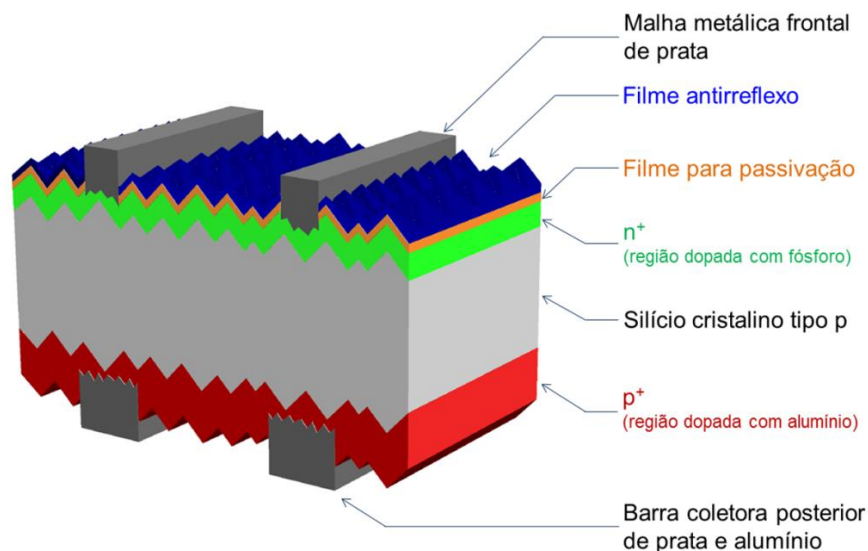



Figura 3.19 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino.

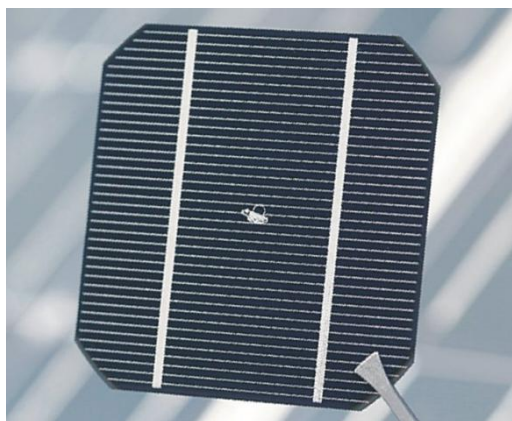



Figura 3.20 - Célula fotovoltaica de silício cristalino.

O silício usado na fabricação das células fotovoltaicas pode ser monocristalino (m-Si) ou policristalino (p-Si). O primeiro é obtido pelo método Czochralski (Si-Cz) ou também pela técnica de fusão zonal flutuante (Si-FZ, *Float Zone*), conforme a Figura 3.21. No silício policristalino (p-Si), em vez de se formar um único cristal, o material é solidificado em forma de um bloco composto de pequenos cristais, com dimensões da ordem de centímetros. A partir do corte de um bloco de p-Si ou lingotes de m-Si tipo Si-Cz ou Si-FZ, são obtidas lâminas, nas quais são fabricadas as células fotovoltaicas. As lâminas de silício usadas atualmente têm espessura da ordem de 0,2 mm, mas o objetivo das pesquisas em andamento para 2020 é obter lâminas de até 0,12 mm de espessura, a fim de reduzir os custos de fabricação.

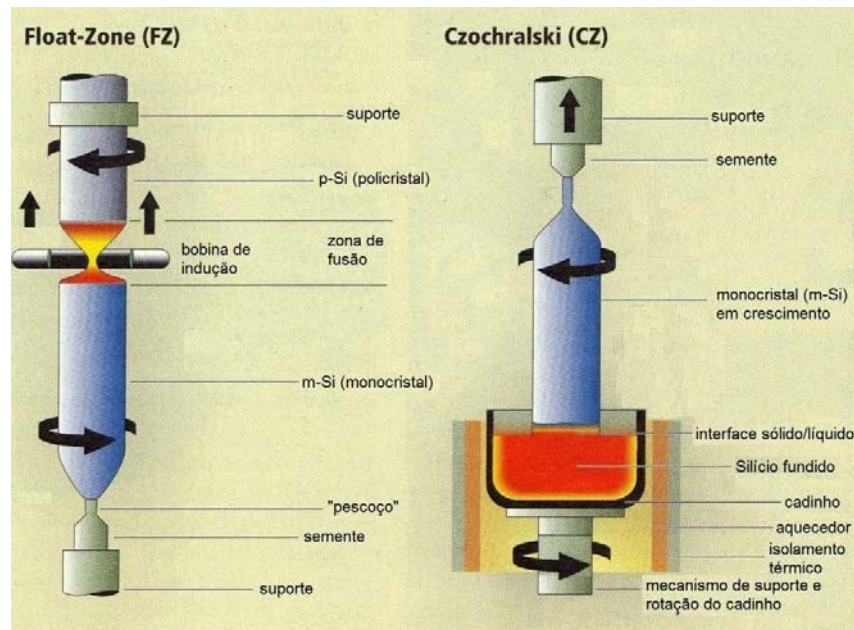



Figura 3.21 – Fabricação de tarugos (lingotes) de m-Si pelas técnicas de Float-Zone (FZ) e Czochralski. Fonte: adaptado de (PHOTON, 2008).

A espessura é um fator de projeto e otimização das células fotovoltaicas. Células muito espessas pedem eficiência por recombinação em função dos comprimentos de difusão no material dos eletrons fotogerados, enquanto que células muito finas perdem eficiência devido ao coeficiente de absorção óptica do material.

A presença de interfaces entre os vários cristais no p-Si reduz um pouco a eficiência destas células fotovoltaicas. Na prática, os dispositivos fabricados em lâminas de p-Si alcançam eficiências próximas das obtidas em lâminas de m-Si. A eficiência média das células fotovoltaicas produzidas industrialmente em Si-Cz (m-Si) é de 16,5%. Para lâminas comerciais de p-Si a eficiência varia de 14,5% a 16,2%.

Com substratos de Si-FZ tipo *n*, células fotovoltaicas com contatos interdigitados (intercalados) na face traseira, denominadas de IBC (*interdigitated back contact*), onde os contatos metálicos estão intercalados e todos dispostos na parte traseira da célula, foram fabricadas pela indústria com eficiência de 24,2%. Em substratos de Si-Cz tipo *n*, a máxima eficiência de 23,7% foi obtida com dispositivos HIT (*heterojunction with intrinsic thin layer*). Também foram desenvolvidas células fotovoltaicas em lâminas de Si-Cz tipo *n* com estrutura padrão da indústria e que atingiram eficiência média de 19% em linha de produção.

Para fabricar as células fotovoltaicas a partir de lâminas de silício, um processo padrão utilizado pela maioria das indústrias atuais pode ser resumido nas seguintes etapas:

1) ataque químico baseado em hidróxido de sódio ou potássio (NaOH ou KOH, solução 2% w/w) para formação de micropirâmides nas superfícies das lâminas de m-Si, o que possibilita reduzir a

refletância das mesmas de 33% para 11% (*light trapping*); isso ocorre porque a reação química do NaOH é anisotrópica e tem diferentes velocidades em diferentes direções cristalográficas, o que resulta no aparecimento das micopirâmides, as quais tem tamanhos aleatórios, porém sempre a mesma orientação; por outro lado, para o ataque químico em lâminas de p-Si são usadas soluções ácidas;

2) limpeza com soluções químicas para remoção de contaminantes;

3) difusão de fósforo em alta temperatura, de 800 °C a 950 °C com o gás $POCl_3$; a penetração do fósforo (profundidade de 0,5-1,0 μm) se dá em todas as faces da lâmina, de forma que a face não utilizada para a junção *pn* e as bordas da lâmina são tratadas (corroídas) para eliminar a camada com fósforo;

4) deposição de filme fino para passivação, reduzindo a recombinação de portadores de carga minoritários na superfície frontal;

5) deposição de filme antirreflexo na face frontal;

6) deposição de uma camada de pasta de alumínio na face posterior e difusão em alta temperatura em forno de esteira; este processo visa facilitar a fabricação do contato metálico (ôhmico) na superfície traseira da célula;

7) metalização (confecção dos contatos metálicos) nas faces frontal e traseira por serigrafia usando, respectivamente, pastas de prata e prata-alumínio; entre os parâmetros de projeto que influem da R_s estão o espaçamento entre as linhas da grade e a largura das barras do contato metálico frontal da célula, que representam um compromisso entre a redução da R_s e o bloqueio de luz causado pela grade frontal; e

8) isolamento das bordas.

Nas células atuais, a etapa 4 não é implementada, porque o material usado como filme AR (antirreflexivo) é o nitreto de silício com hidrogênio (SiN_x:H), que tem propriedade de passivação da superfície.

Alguns fabricantes vêm disponibilizando comercialmente células fotovoltaicas de c-Si coloridas para módulos destinados à integração arquitetônica (SFIE – Sistema Fotovoltaico Integrado à Edificação) e fornecidos sob encomenda (Figura 3.22). As cores são obtidas por diferentes composições e/ou espessuras na camada antirreflexiva (AR) das células. A cor usual do AR varia do azul-escuro ao preto, dando às células sua conhecida cor característica, e a mudança resulta em redução de sua eficiência. A substância usada na

camada AR convencional é o SnO_2, que é, na realidade, transparente, e a cor azulada visualizada é resultado de um fenômeno de interferência óptica causada pela espessura da camada e seu índice de refração.

(a) (b) (c)

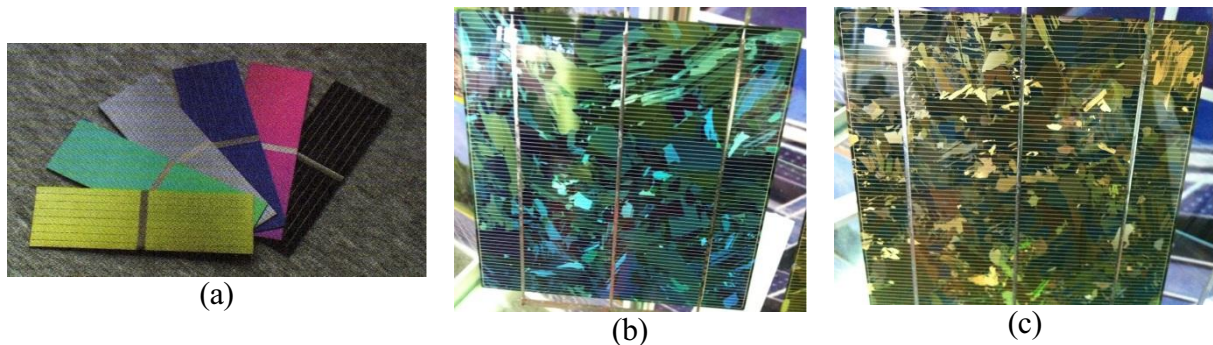



Figura 3.22 – Células m-Si coloridas (a); célula p-Si verde (b) e dourada (c). (Fonte Solartec, República Tcheca)

A título de exemplo, o catálogo de determinado fabricante oferece células verdes, magenta, douradas, prateadas, azuis e marrons, cujas eficiências são mostradas na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Eficiências de células fotovoltaicas coloridas (Fonte: Solartec, República Checa)

Cor	Eficiência
azul	13,6%
marrom	12,2%
dourado	11,7%
cinza	12,4%
magenta	11,3%
verde	11,5%
prateada	10,4%

A metalização por serigrafia é o método mais utilizado para fabricação dos contatos metálicos, por ser o de maior produtividade, mas a prata representa um grande percentual nos custos de fabricação das atuais células de silício

As células fotovoltaicas são associadas eletricamente e encapsuladas para formar o módulo fotovoltaico. Um módulo pode ser constituído por um conjunto de 36 a 216 células fotovoltaicas associadas em série e/ou paralelo, associação esta que depende dos parâmetros elétricos (tensão, corrente e potência) mais adequados à aplicação a que o módulo se destina. Estas células são soldadas em tiras, geralmente com soldagem realizada por iluminação com lâmpadas halógenas ou radiação laser. Depois de soldadas, as células são encapsuladas, a fim de protegê-las das intempéries e proporcionar resistência mecânica ao módulo fotovoltaico.

O encapsulamento é constituído de um sanduíche de vidro temperado de alta transparência, acetato de etil vinila (EVA, do inglês *Ethylene-vinyl acetate*) estabilizado para a radiação ultravioleta, células fotovoltaicas, EVA estabilizado, e um filme posterior isolante. Este filme é uma combinação de polímeros tais como fluoreto de polivinila (PVF ou Tedlar®), tereftalato de polietileno (PET), dentre outros. O processo de laminação é realizado a temperaturas de 120 °C a 150 °C, quando o EVA torna-se líquido e as eventuais bolhas de ar geradas são eliminadas. No processo seguinte, é realizada a cura do EVA, que proporciona uma maior durabilidade ao módulo fotovoltaico. Após este processo, coloca-se uma moldura de alumínio anodizado e a caixa de conexões elétricas e o módulo fotovoltaico está finalizado. A Figura 3.23 mostra um esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de c-Si.

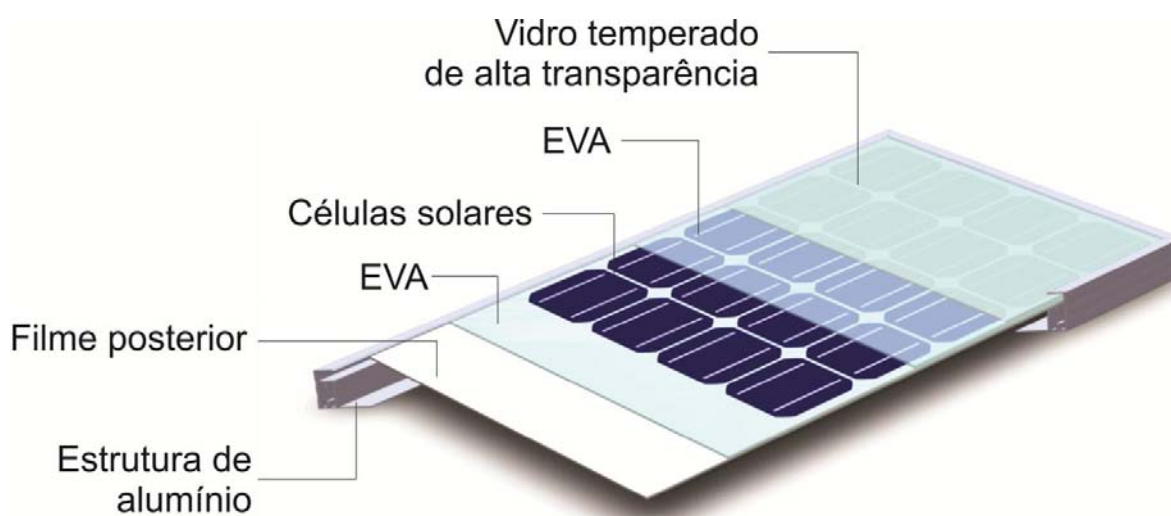



Figura 3.23 - Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de silício cristalino.

3.4.1 – Garantias de Módulos Fotovoltaicos de c-Si

Os módulos FV de c-Si têm geralmente uma garantia contra defeitos de fabricação de 3 a 5 anos, e garantia de rendimento mínimo durante 25 anos. Assim, em caso de defeitos ou desempenho insuficiente, cobertos pelo termo de garantia, os módulos fotovoltaicos devem ser substituídos pelo fabricante.

A degradação da potência de módulos fotovoltaicos de c-Si instalados em campo é entre 0,5% e 1,0% por ano.

Tipicamente é garantida uma potência de pico (W_p) mínima de 90 % da potência nominal para o período dos 10 a 12 primeiros anos de operação e de 80 %por um período de 20 a 25 anos (G1 na Figura 3.24). Mas existem outras formas, como fabricantes que garantem por 5 anos pelo menos 95% da potência nominal, durante 12 anos pelo menos 90%, durante 18 anos pelo menos 85% e durante 25 anos pelo menos 80% (G2 na Figura 3.24).

Em mais outra forma de garantia, existem fabricantes que garantem uma degradação de rendimento anual linear de 0,7-0,8%/ano durante 25 anos (G3 na Figura 3.24).

Estas diferentes formas de garantias são praticadas no exterior, não necessariamente no Brasil, e seus resultados, em termos de produção de energia, podem ser diferentes, conforme mostra a Figura 3.24.

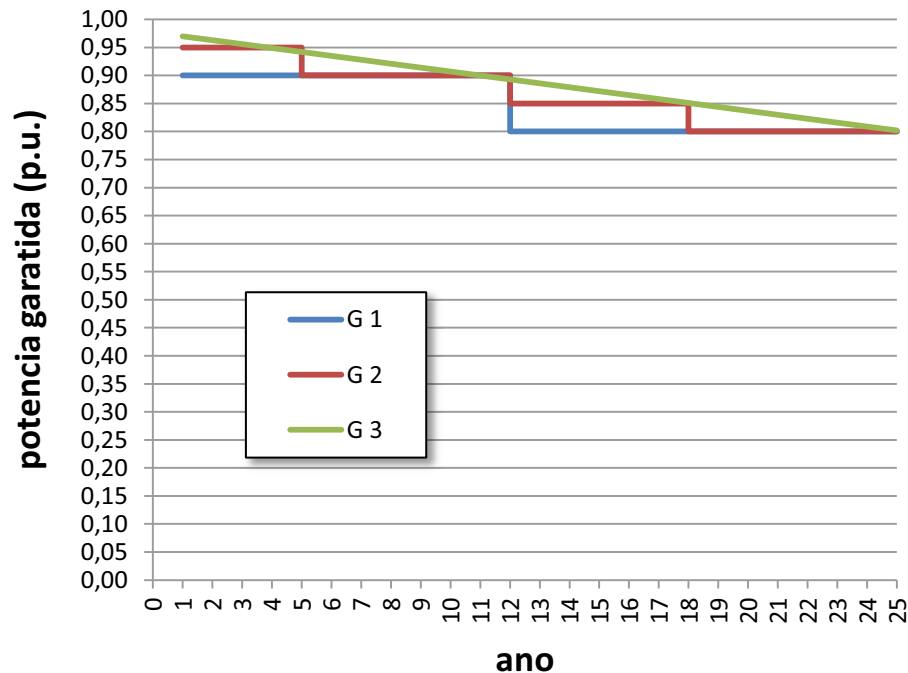



Figura 3.24 – Degradação máxima de módulos, de acordo com 3 diferentes formas de garantia; G1: 90% -12 anos e 80% 25 anos; G2: 95% - 5 anos, 90% - 12 anos, 85% - 18 anos e 80% 25 anos; G3: 3% no primeiro ano e 0,7% por ano até 25 anos. A área sob as curvas é proporcional à geração de energia e, por inspeção, observa-se que a área sob G3 é maior do que as demais.

De qualquer forma, é importante saber que o mercado fotovoltaico é muito dinâmico e que há constante evolução técnica e muita renovação de fabricantes, de forma que tais garantias tornam-se bastante questionáveis. Na verdade, constata-se que atualmente existem muito poucos (se algum) fabricantes de módulos que estão há mais de 20 anos no mercado.

3.5 – Células e Módulos Fotovoltaicos de Filmes Finos

Aproximadamente 12% da produção mundial correspondem a dispositivos fotovoltaicos de filmes finos. A alta absorção óptica destes materiais, se comparados com o c-Si, permite fabricar células fotovoltaicas bastante finas, nas quais camadas de poucos micrômetros (μm) de diferentes materiais semicondutores são depositadas sucessivamente, por técnicas de produção em larga escala sobre superfícies rígidas ou flexíveis. Desta maneira, o consumo de energia e de materiais semicondutores para produção das células é reduzido, resultando em menores custos. Além disso, as células de filmes finos não ficam restritas aos formatos das células de c-Si (quadriláteros) e surge a possibilidade de serem usadas superfícies amplas e

até flexíveis, o que amplia o espectro de aplicações em arquitetura ou em equipamentos portáteis, tais como celulares, calculadoras, relógios etc. Ao contrário das células de silício cristalino, onde primeiro se produz a lâmina de silício, depois a célula e finalmente o módulo, nos dispositivos de filmes finos todo o processo está integrado. Dentre os materiais mais usados estão o silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), o disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e o telureto de cádmio (CdTe).

Os módulos de filmes finos são denominados por alguns autores de módulos fotovoltaicos de segunda geração, enquanto que os de c-Si são ditos de primeira geração.

O a-Si:H, silício amorfo hidrogenado, vem sendo usado desde a década de 1980 em células para calculadoras, relógios digitais e outros equipamentos. O material denominado amorfo é aquele que não apresenta estrutura cristalina, mas, ainda assim, preserva suas propriedades de semicondutor. As primeiras células de a-Si:H apresentavam problemas de estabilidade devido ao efeito Staebler-Wronski, que resultava em uma degradação rápida (6 a 12 meses) de seu rendimento, quando expostas à radiação solar. Atualmente, este efeito tem sido minimizado pela adoção de células com múltiplas camadas, e alguns fabricantes fornecem garantias similares àquelas de módulos de silício cristalino.

Ainda assim, os módulos de a-Si:H podem apresentar uma potência real inicial entre 115% e 130%, superior à nominal (STC), decrescendo depois de instalados e atingindo o valor nominal depois de 6 a 12 meses. Por isso, é importante que os demais equipamentos dos SFVs, como os inversores dos SFCRs, ou controladores de carga de SFIs, que utilizem estes módulos estejam dimensionados para tal, de forma a evitar que sofram avarias.

Os melhores módulos fotovoltaicos comerciais de a-Si:H atingem eficiências da ordem de 10% (tripla junção). Desta forma, outra desvantagem destes módulos é o fato de ocuparem maiores áreas e de apresentarem maiores custos de mão de obra e material (cabos, estruturas de fixação) para sua instalação, em comparação com os módulos de c-Si.

Por outro lado, o a-Si:H apresenta um menor coeficiente de temperatura do que o c-Si, além de menor perda de eficiência em condições de baixa irradiância.

A Figura 3.25(a) apresenta uma vista em corte de uma célula fotovoltaica de a-Si:H com tripla junção. Sobre uma placa de vidro, que serve de substrato, é depositado inicialmente um filme transparente condutor (TCO - *transparent conductive oxide*). Posteriormente, depositam-se camadas de filmes de a-Si:H e a-SiGe:H sem dopagem (intrínseco) e com diferentes dopagens, formando três junções do tipo *pin*, seguidas por outra camada de TCO, e finalmente o contato metálico traseiro. Filmes de silício microcristalino (μ-Si) ou nanocristalino (n-Si) podem substituir as camadas de silício amorfo. As camadas são depositadas em toda a superfície da placa de vidro e as células são definidas por processos consecutivos de isolamento com feixe de

radiação laser, conforme explicado mais adiante. A célula inferior, composta por a-SiGe:H, com *Eg* de ~1,4 eV, absorve a luz de cor vermelha, a célula intermediária, também de a-SiGe:H, porém com menor concentração de Ge e um *Eg* de ~1,6 eV, absorve a faixa verde, enquanto que a célula superior, que não contém Ge, tem *Eg* de ~1,8 eV e absorve a faixa azul. Por meio dos diferentes *Eg* (energia do *gap*) para cada material, obtém-se assim um melhor aproveitamento do espectro solar. As junções do tipo *pin* contém uma camada de material intrínseco, sem dopagem, entre as regiões *p* e *n*. A espessura das camadas dopadas é de cerca de 10 nm, enquanto que a da camada intrínseca é muito maior, atingindo 500 nm (a Figura 3.25-a não está em escala), assim é criada uma região bastante ampla de campo elétrico para separação dos portadores fotogerados, reduzindo as perdas por recombinação.

(a) (b) (c)

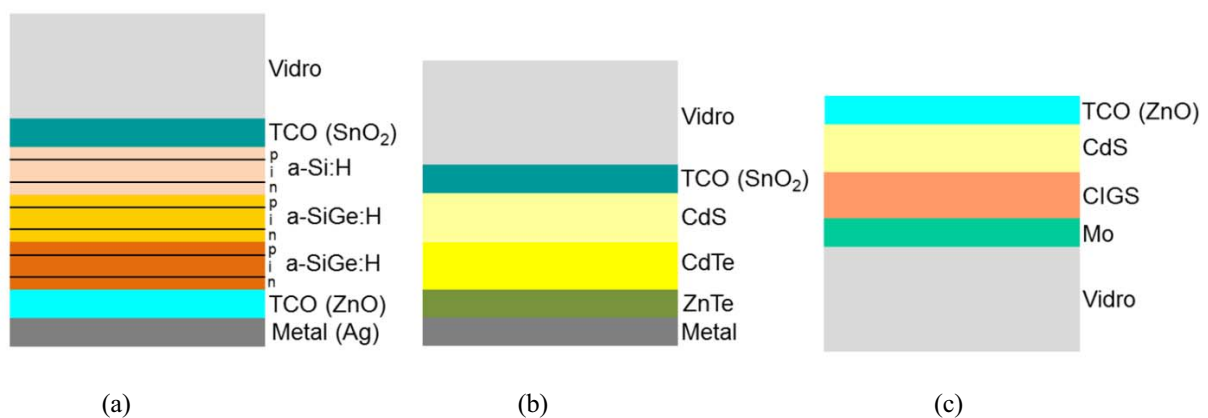



Figura 3.25 – Vistas em corte de células fotovoltaicas de filmes finos. (a) Célula fotovoltaica de a-Si:H/a-SiGe:H com tripla junção. (b) Célula de CdTe de heterojunção. (c) Célula de $CuIn_xGa_{(1-x)}Se_2$.

A Figura 3.25(b) apresenta uma vista em corte de uma célula fotovoltaica de CdTe. As regiões de tipo *n* e tipo *p* são formadas pelas camadas de sulfeto de cádmio (CdS) e de telureto de cádmio (CdTe), respectivamente, obtendo-se, portanto,uma heterojunção, que é uma junção *pn* formada por dois materiais semicondutores diferentes (a junção *pn* do mesmo material é denominada homojunção). Neste caso, a vantagem de existirem dois *Eg* diferentes proporciona, em tese, um melhor aproveitamento da radiação.

Várias técnicas podem ser usadas para deposição dos filmes, sendo que células CdTe de maior eficiência são produzidas com processos de recozimento em temperatura da ordem de 400 ºC e empregando $CdCl_2$ e O_2. Esta tecnologia está sendo usada por poucas indústrias e há críticas sobre seu uso em larga escala, pelos seguintes fatos: 1) o elemento químico cádmio, empregado na sua produção, é tóxico e apresenta restrições do ponto de vista ambiental, 2) o elemento químico telúrio é obtido a partir de um subproduto da produção de cobre, fonte que seria insuficiente para uma produção anual de dezenas de GWp, e 3) há poucas reservas de minérios com telúrio na Terra. Em relação ao cádmio, os fabricantes afirmam que na produção há controle estrito de contaminação, e que estudos demonstram que no caso de quebra ou rompimento dos módulos não haveria contaminação do meio ambiente. Além disso, ressaltam que a reciclagem dos módulos

evitará possíveis contaminações futuras. No entanto, cabe comentar que, na Europa, estima-se que somente 4% das baterias de níquel-cádmio comercializadas nos últimos 20 anos foram recicladas, embora haja uma obrigação para coleta dos produtos usados. Essas dificuldades poderão restringir a produção em larga escala, de dezenas de gigawatts, de módulos de CdTe.

Os filmes de CdTe são sensíveis à umidade e os módulos devem ser encapsulados e selados nas bordas, para evitar a degradação. Este encapsulamento pode ser realizado com vidro e filmes poliméricos ou com duplo vidro. Os módulos fotovoltaicos de filmes finos de telureto de cádmio respondem por 5,5% do mercado mundial, com domínio da empresa norte-americana First Solar. As células atingem a eficiência de 16,7% e os melhores módulos comercializados alcançam 14,4% de eficiência. Não foi observada degradação da potência de módulos de CdTe com o tempo de exposição à radiação solar, sendo que os fabricantes garantem que a potência do módulo será de 80% da potência inicial após 25 anos de operação, ou seja, garantia similar aos módulos de c-Si, muito embora os módulos de CdTe tenham sido introduzidos no mercado há menos tempo e o histórico de instalações comerciais tenha um pouco mais de 10 anos.

As células fotovoltaicas CIGS, baseadas em $CuIn_xGa_{(1-x)}Se_2$, fabricadas em laboratório, atingem o valor de eficiência de 19,6%. A Figura 3.25(c) apresenta uma vista em corte de uma célula CIGS, onde se pode observar que se trata também de uma célula heterojunção, onde o $CuIn_xGa_{(1-x)}Se_2$ constitui a região *p* e o CdS a região n (já foi usado também o CdZnS – sulfeto de zinco e cádmio). A camada de CdS é bastante fina, com cerca de 50 nm, enquanto que a camada $CuIn_xGa_{(1-x)}Se_2$ é muito mais espessa atingindo 2.000 nm, de forma que a Figura 3.25(c) também não está em escala. Os módulos mais eficientes chegam a 15,7% e os que não usam camada de CdS atingem a eficiência de 13,5%.

As dificuldades de produção destas células em escala da ordem de dezenas de GWp estão relacionadas com o uso de cádmio (embora em menor quantidade que nas células de CdTe), a obtenção de filmes uniformes em grandes superfícies e a disponibilidade de índio e gálio, embora o primeiro seja um subproduto do processamento de zinco. Em relação ao cádmio, estão sendo realizadas pesquisas para substituição do filme de CdS por outros materiais, como por exemplo $ZnO_{1-x}S_x$. A maior indústria de módulos CIGS, que produziu 525 MWp em 2011 (quase 60% da produção mundial anual) no Japão, já não usa cádmio. Alguns autores analisaram a disponibilidade do elemento químico índio e concluíram que não há disponibilidade suficiente para produção anual de muitos GWp. Em relação à estabilidade, os fabricantes anunciam que não há degradação considerável e que pode haver aumento da eficiência nos primeiros anos. Neste caso, os fabricantes também estão oferecendo garantia de 25 anos.

Ainda não há um processo padrão de fabricação de módulos fotovoltaicos CIGS, e novos procedimentos estão sendo desenvolvidos para aumentar a eficiência, reduzir os custos de produção e

aumentar a produtividade. De todo modo, na fabricação destes módulos, as camadas de diferentes materiais são depositadas uma a uma em toda a superfície da placa. As células e suas interconexões são definidas por processos de corte de uma camada com feixe de radiação laser de alta potência, formando os sulcos, conforme exemplificado na Figura 3.26 para um módulo de a-Si, antes da deposição da camada subsequente. Nos Estados Unidos, mais de 2,3 bilhões de dólares foram investidos por companhias de capital de risco em diferentes tecnologias de fabricação de módulos CIGS, mas algumas indústrias fecharam suas portas antes mesmo de competirem no mercado internacional.

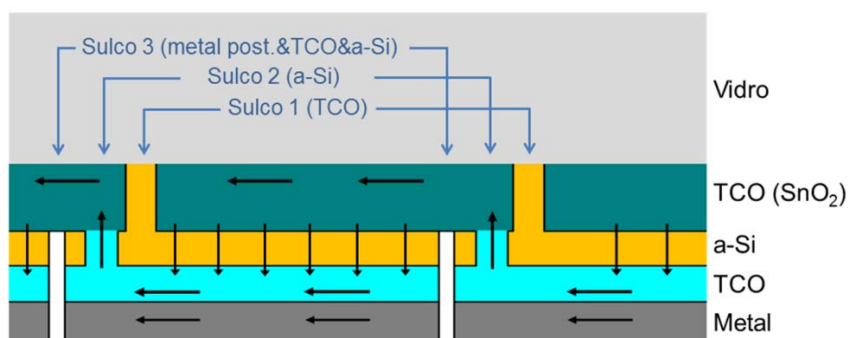



Figura 3.26 - Corte simplificado mostrando como é feita a definição das células fotovoltaicas, bem como sua conexão em série, em um módulo fotovoltaico de filme fino de a-Si. As setas pretas indicam o sentido da corrente elétrica. Fonte: Adaptada de (ABERLE, 2009).

Entre os materiais que podem ser usados como TCO estão o ZnO (óxido de zinco), o SnO_2 (óxido de estanho) e o ITO (indium tin oxide), óxido de índio e estanho.

3.6 – Células Fotovoltaicas para Concentração e Multijunção

Uma alternativa para reduzir o custo do watt-pico (W_p) é o uso de sistemas ópticos de concentração da radiação solar por meio de lentes e/ou espelhos, formadores ou não de imagens. Com o aumento da irradiância solar incidente na célula, é possível obter elevadas correntes elétricas com células de pequena área. Deste modo, células pequenas, de alta eficiência e elevado custo de produção podem ser utilizadas, se os sistemas ópticos e de seguimento (rastreamento) do movimento aparente do Sol forem de baixo custo relativo. Esta tecnologia é denominada muitas vezes de CPV – *concentrated photovoltaics*.

Para concentrações[7] da ordem de 100 sóis (100 X), com espectro da radiação solar direta, células fotovoltaicas de silício com todos os contatos na face posterior atingiram a eficiência de 27,6%. Usando GaAs (arsenieto de gálio) e tecnologias de epitaxia (crescimento de camadas sobre uma lâmina de material semicondutor) para a produção de células com uma junção *pn*, foi alcançada a eficiência de 29,1%. Células

[7] A concentração é a razão entre a área de captação e a área da célula e é expressa na unidade “sóis”.

fotovoltaicas multijunção de GaInP/GaAs/GaInNAs e GaInP/GaInAs/Ge, obtidas por epitaxia em fase vapor de compostos organometálicos (MOCVD – *metalorganic chemical vapour deposition*) ou epitaxia por feixe molecular (MBE – *molecular beam epitaxy*), tecnologias onde as camadas de materiais semicondutores são crescidas de forma extremamente controlada, atingiram a eficiência de 44% e de 41,6%, respectivamente, para concentrações de 418 X e 364 X. O aumento da eficiência destes dispositivos com as mais diversas estruturas continua sendo um tema de pesquisa e desenvolvimento nas universidades e centros de pesquisa. Atualmente, células fotovoltaicas multijunção produzidas industrialmente estão sendo utilizadas em satélites, entretanto o uso dessas células fotovoltaicas em concentradores em grandes centrais fotovoltaicas continua sendo um desafio pois não se conseguiu ainda reduzir o custo do watt-pico a níveis atrativos.

A título de informação, sabe-se que para células de tripla junção operando sob concentração de 1000 sóis a máxima eficiência teórica prevista é de cerca de 56%.

3.7 – Células Orgânicas e de Corantes

Das tecnologias emergentes para fabricação de células fotovoltaicas, duas podem ser destacadas: as de corantes e as orgânicas. As células fotovoltaicas sensibilizadas por corantes (DSSC – *Dye Sensitized Solar Cells*) foram inicialmente desenvolvidas na década de 1980, por Michael Grätzel, razão porque são às vezes chamadas de células de Grätzel. A Figura 3.27(a) apresenta um corte deste tipo de célula. A estrutura básica é composta de um substrato de vidro, um filme condutor transparente (TCO), uma camada composta por TiO_2 (dióxido de titânio) poroso e embebido em um corante com rutênio, um eletrólito (solução condutora salina), outro TCO e finalmente um contato metálico traseiro de platina e vidro. Os fótons incidentes produzem elétrons livres no corante, que são injetados na camada de TiO_2; o fluxo de elétrons é mantido porque o eletrólito "recarrega" o corante com elétrons. Observe-se que o dispositivo não funciona a partir de uma junção pn de material semicondutor, e sim pela absorção de luz num corante, por isso não é considerada uma célula fotovoltaica, e sim fotoeletroquímica. Os processos de fabricação deste tipo de célula são de baixo custo, mas para uma produção em larga escala deverão ser desenvolvidos módulos fotovoltaicos com eficiências maiores do que 10%, estáveis para aplicações de longo prazo, e com eletrólitos sólidos. Este tipo de célula apresenta uma espessura cerca de 1.000 vezes menor que uma célula de silício. De acordo com alguns fabricantes, os módulos fabricados com células sensibilizadas por corantes têm a vantagem de poderem ser instalados sem maiores preocupação com a sua inclinação, pois a estrutura tridimensional das células absorve perfeitamente a radiação difusa. Corantes orgânicos de uva, berinjela e amora, dentre outros, têm sido testados no uso desta tecnologia, ultrapassando eficiências da ordem de 10%, porém apresentando durabilidade baixa, não permitindo sua comercialização.

(a) (b) (c)

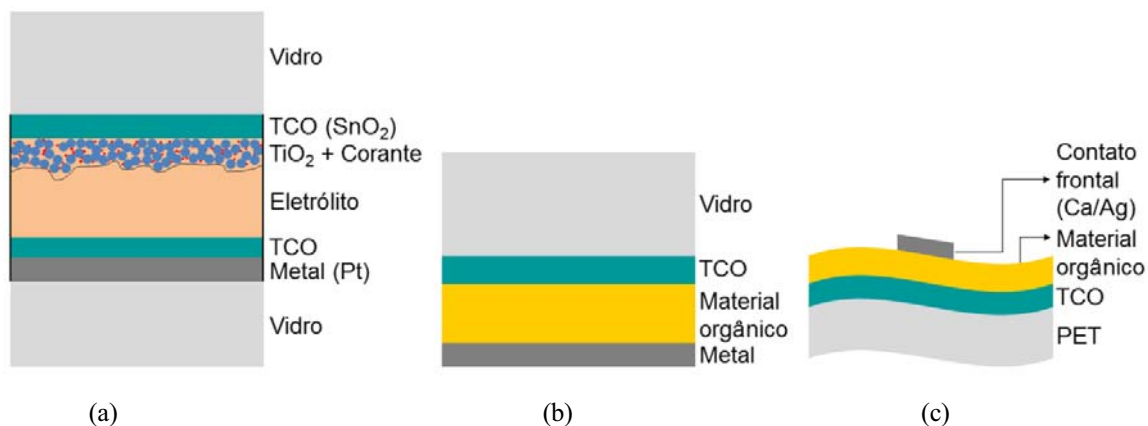



Figura 3.27 - (a) Esquema simplificado de uma célula fotovoltaica com corante e eletrólito, onde a região entre os vidros é da ordem de micrômetros. Diagramas de células fotovoltaicas orgânicas: (b) com vidro e (c) com filme depositado sobre uma superfície de PET flexível.

Com materiais orgânicos também podem ser produzidas células fotovoltaicas de filmes finos. A Figura 3.27(b) mostra um corte deste tipo de célula, no caso composta por um substrato (vidro ou superfície flexível), um filme condutor transparente, o material orgânico e um contato metálico traseiro. A Figura 3.27(c) exemplifica outra possível configuração para uma célula orgânica. O material orgânico geralmente pode ser depositado por técnicas simples, como por exemplo, as denominadas *spray*, *spin-on* ou *roll-to-roll*. Com material semicondutor orgânico depositado sobre um filme de PET[8], podem ser processadas células fotovoltaicas com espessura menor que 2 μm.

Embora a eficiência em dispositivos pequenos fabricados em laboratório já tenha atingido valores superiores a 10%, os módulos ainda apresentam baixa eficiência. Estas células fotovoltaicas estão sendo estudadas por vários centros de pesquisa de universidades e de empresas, e novos desenvolvimentos deverão ser realizados para aumentar a eficiência e a estabilidade para aplicações em larga escala.

As células orgânicas, DSSC e outras tecnologias ainda em desenvolvimento são denominadas por alguns autores de células fotovoltaicas de terceira geração.

3.8 – Normas para Módulos Fotovoltaicos

A Tabela 3.7 lista as normas nacionais e internacionais sobre módulos fotovoltaicos que são recomendadas para consulta, bem como o regulamento do Inmetro.

[8] Politereftalato de etileno é um polímero termoplástico, utilizado principalmente na forma de fibras para tecelagem e de embalagens para bebidas, de fácil reciclagem.

Tabela 3.7 – Normas e regulamentos sobre módulos fotovoltaicos.

Org.	Código	Título	Descrição	Aplicação
IEC – International Electrotechnical Commissions	61215: 2005	Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval; Edition 2.0;	Estabelece ensaios de qualificação para módulos fotovoltaicos	Módulos de Silício monocristalino (m-Si) e policristalino (p-Si)
	61646: 2008	Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval; Edition 2.0;	Estabelece ensaios de qualificação para módulos fotovoltaicos	Módulos de filmes finos (a-Si, CdTe, CIGS, etc)
	61730-2: 2004	Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction; Part 2: Requirements for testing,	A Parte 2 estabelece ensaios para verificação da segurança elétrica e mecânica de módulos fotovoltaicos	Módulos fotovoltaicos
	61701:2011	Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules; Edition 2.0	Estabelece o procedimento de ensaio da resistência de módulos fotovoltaicos à corrosão por névoa salina	Módulos fotovoltaicos
	62108:2007	Concentrator photovoltaic (CPV) modules and assemblies - Design qualification and type approval; Edition 1.0	Estabelece ensaios de qualificação para módulos fotovoltaicos	Módulos fotovoltaicos com concentração
ABNT	NBR 11876:2010	Módulos Fotovoltaicos - Especificação; Segunda Edição	Estabelece requisitos e critérios de aceitação de módulos fotovoltaicos de uso terrestre	Módulos fotovoltaicos
INMETRO	Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011;	Anexo – Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (Módulo, Controlador de Carga, Inversor e Bateria).	Especifica os procedimentos de ensaio para etiquetagem de módulos fotovoltaicos (e outros equipamentos).	Módulos fotovoltaicos (e outros equipamentos)

3.9 – Referências

ABERLE, A. **Thin-film solar cells**. Thin Solid Films, v. 517, 2009. p. 4706-4710.

BEACH, J. D., McCANDLESS, B. E. **Materials challenges for CdTe and $CuInSe_2$ photovoltaics**. MRS Bulletin, v. 32, Março de 2007. p. 225-229. Disponível em: <http://www.mrs.org/bulletin>.

CEUSTER, D.; COUSINS, P.; ROSE, D.; VICENTE, D.; TIPONES, P.; MULLIGAN, W. **Low cost, high volume production of > 22% efficiency silicon solar cells**. Milan, Italy: Proceedings of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2007, p. 816-819.

CZANDERNA, A.W.; PERN, F. J. **Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a potant: A critical review**. Solar Energy Materials and Solar Cells, v. 43, 1996, p. 101-181.

DIMROTH, F.; KURTZ, S. **High-efficiency multijunction solar cells**. MRS Bulletin, v. 32, Março de 2007. p. 230-235. Disponível em: <http:// www.mrs.org/bulletin>.

FATH, P.; KELLER, S.; WINTER, P.; JOOSS, W.; HERBST, W. **Status and perspective of crystalline silicon solar cell production**. Philadelphia, USA: Proceedings of the 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2009. p. 2471-2476.

GRÄTZEL, M. **Dye-sensitized solar cells**. Journal of Photochemistry and Photobiology C: Photochemistry Reviews, v. 4, 2003. p. 145-153.

GREEN, M. A. **Estimates of Te and In prices from direct mining of known ores**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 17, 2009. p. 347-359.

GREEN, M. A.; EMERY, K.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W.; DUNLOP, E. D. **Solar cell efficiency tables (version 41)**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 21, 2013. p. 1-11.

GREEN, M. **Thin-film solar cells: review of materials, technologies and commercial status**. Journal of Materials Science: Materials in Electronics, v. 18, 2007. p. S15-S19.

HERING, G. **Enter the dragon**. Photon International, Março de 2012a. p. 132-161.

HERING, G. **On thin ice**. Photon International, Maio de 2012b. p. 158-162.

ITRPV - International Technology Roadmap for Photovoltaics. **Results 2011**. 3ª ed., Março de 2012. Disponível em <http://www.itrpv.net>. Acesso em: 15 agosto de 2012.

KALTENBRUNNER, M.; WHITE, M. S.; GLOWACKI, E. D.; SEKITANI, T.; SOMEYA, T.; SARICIFTI, N. S.; BAUER, S. **Ultrathin and lightweight organic solar cells**. Nature Communications, 3:770, DOI:10.1038/ncomms1772, Abril de 2012. Disponível em: <http://www.nature.com/nature-communications>.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. (Editores) **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. Chichester: John Wiley & Sons, 2003. 1179 p.

MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. **Mercado, física e processamento de células solares**. Metalurgia e Materiais, v. 61, n. 557, 2005. p. 394-397.

MULLIGAN, W. et al. **Low cost, high volume production of > 22% efficiency silicon solar cells**. Milan, Italy: Proceedings of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2007, p. 816-819.

OLDENBURG. Photovoltaics Lectures. Carl von Ossietzky Universität Oldenburg. Eldorado Summer School, 1994.

PERLIN, J. **From Space to Earth. The story of solar electricity**. Aatec Publications: Ann Arbor, 1999.

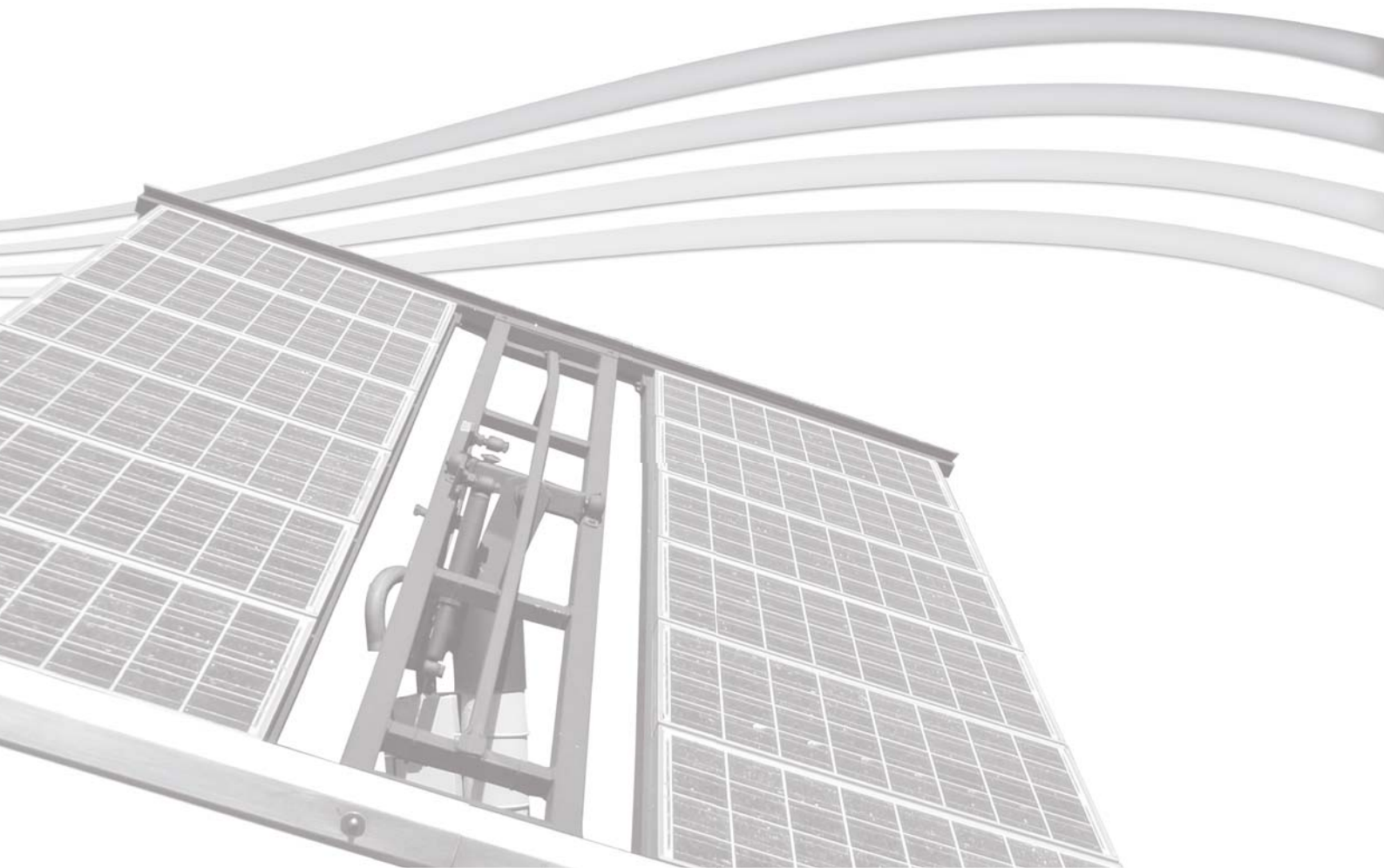
PHOTON INTERNATIONAL. **Cristal Clear**. pp 168-185. June, 2008.

SERVICE, R.F. **Outlook brightens for plastic solar cells**. Science, v. 332, n. 6027, 2011. p. 293.

SONG, D.; XIONG, J.; HU, Z.; LI, G.; WANG, H.; AN, H.; YU, B.; GRENKO, B.; BORDEN, K.; SAUER, K.; ROESSLER, T.; CUI, J.; WANG, H.; BULTMAN, J.; VLOOSWIJK, A. H. G.; VENEMA, P. R. **Progress in n-type Si solar cell and module technology for high efficiency and low cost**. Austin, Texas, USA. Proceedings of the 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2012. p. 1-5.

SZE, S.M. **Physics of Semiconductor Devices.** 2nd edition. John Wiley & Sons, Inc. 1981.

CAPÍTULO 4

COMPONENTES BÁSICOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

CAPÍTULO 4 – COMPONENTES BÁSICOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Um sistema fotovoltaico é constituído por um bloco gerador, um bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, um bloco de armazenamento. O bloco gerador contém os arranjos fotovoltaicos, constituídos por módulos fotovoltaicos em diferentes associações, o cabeamento elétrico que os interliga e a estrutura de suporte. O bloco de condicionamento de potência pode ter conversores c.c.-c.c., seguidor de ponto de potência máxima (SPPM[1]), inversores, controladores de carga (se houver armazenamento) e outros dispositivos de proteção, supervisão e controle. Finalmente, o bloco de armazenamento é constituído por acumuladores elétricos (baterias) e/ou outras formas de armazenamento. O presente Capítulo apresenta características dos componentes de sistemas fotovoltaicos utilizados em diferentes aplicações, que são abordadas no Capítulo 5.

4.1 – Módulos Fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas conectadas em arranjos para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática da energia, ao mesmo tempo em que promove a proteção das células.

No Capítulo 3 são descritas as principais células fotovoltaicas conhecidas, que têm, individualmente, uma tensão muito baixa, sendo da ordem de 0,5 a 0,8V, para as células de Silício. Assim, para se obterem níveis de tensão adequados, as células são conectadas em série, produzindo uma tensão resultante equivalente à soma das tensões individuais de cada célula. Ao mesmo tempo, as células são muito frágeis e seu encapsulamento em placas rígidas ou flexíveis traz uma importante proteção mecânica e contra as intempéries.

O número de células conectadas em um módulo e seu arranjo, que pode ser série e/ou paralelo, depende da tensão de utilização e da corrente elétrica desejadas. É importante ter cuidado com a seleção das células a serem reunidas no momento da fabricação do módulo, devido a suas características elétricas.A incompatibilidade destas características leva a módulos de baixa qualidade, devido ao efeito de *mismatch* (descasamento), pelo qual as células de menor fotocorrente limitam o desempenho do conjunto e, em consequência, a eficiência global do módulo fotovoltaico é reduzida.

4.1.1 – Características construtivas dos módulos fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico é o componente unitário do gerador e, dependendo da associação e das características das células, pode ter diferentes valores para tensão e corrente nominal. Módulos com tensão nominal de 12 V, com 36 células em série, são utilizados para carregar baterias e podem ser associados em série para sistemas de 24 V ou 48 V em corrente contínua. Para outras aplicações, é

[1] Equivalente em inglês a MPPT, *maximum power point tracking*.

comum encontrar módulos com tensões nominais diferentes, com maior ocorrência entre 30 V e 120 V.

Para carregar plenamente baterias de chumbo-ácido de 12 V é necessária uma tensão mínima da ordem de 14 V, e os módulos fotovoltaicos devem produzir aproximadamente 16 V, devido ao efeito da temperatura e às perdas que ocorrem nos cabos e nas proteções. Desta forma, um módulo de silício cristalino típico para esta finalidade tem 36 células conectadas em série, apresentando um valor aproximado de 18 V como tensão de máxima potência e 21 V como tensão de circuito aberto nas condições-padrão de ensaio (STC). Módulos de outras tecnologias necessitam de diferentes quantidades de células conectadas em série para alcançar estas mesmas tensões.

Para sistemas conectados à rede ou arranjos utilizados em sistemas de bombeamento de água, os níveis de tensão necessários são muito variáveis e muitas vezes exigem a associação de vários módulos em série, sendo por isto comum encontrar módulos com tensões nominais bastante diversificadas.

Atualmente, com a queda de preços dos módulos para conexão à rede (60 células em série ou mais), pode ser mais atrativo economicamente o uso desses módulos em conjunto com controlador de carga com SPPM para implementar sistemas fotovoltaicos com armazenamento em baterias (SFIs).

Existem módulos rígidos e flexíveis, dependendo do tipo de célula fotovoltaica utilizada. Os módulos rígidos geralmente utilizam como base mecânica uma ou mais lâminas de vidro temperado, com baixo teor de ferro, para melhorar sua transmitância à radiação solar. Podem ainda ser emoldurados com perfis de alumínio, para facilitar sua instalação em um painel, ou sem moldura, para sua utilização como parte de uma construção ou como revestimento.

Como mostrado no Capítulo 3, no caso de células de c-Si, depois de providenciadas suas conexões elétricas, a fixação ao vidro normalmente ocorre através de uma laminação com polímeros que são fundidos para preencher o espaço que acomoda as células entre uma lâmina posterior (em geral de Tedlar®) e o vidro na face frontal. Células de filmes finos são depositadas diretamente sobre o vidro, ou outro substrato, ocorrendo a fabricação das células e dos módulos em uma única etapa. Os módulos flexíveis também são fabricados por deposição de filmes finos, mas utilizando um material flexível como substrato, geralmente um polímero ou uma lâmina metálica.

Atualmente, os módulos fotovoltaicos são produzidos em fábricas automatizadas com mínima interferência humana. A produção em série de módulos fotovoltaicos em grande quantidade tem permitido uma significativa redução nos preços e assegurado a manutenção de produtos de alta qualidade.

4.1.2 – Características elétricas dos módulos

Um módulo é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico (Wp), mas um conjunto de características compatíveis com a aplicação específica deve ser observado. A definição da potência de pico de um módulo fotovoltaico é feita nas condições-padrão de ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions*), considerando irradiância solar de 1.000 W/m^2 sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 e temperatura de célula de 25 °C.

Antes de citar as grandezas elétricas utilizadas para caracterizar um módulo, deve-se observar que a maioria destas características depende das condições de temperatura e de irradiância solar em que as mesmas foram determinadas.

Quando um módulo está posicionado na direção do Sol, uma tensão pode ser medida entre os terminais positivo e negativo usando um voltímetro. A tensão observada em um módulo desconectado é a tensão de circuito aberto (V_{oc}). Por outro lado, ao conectar os terminais desse módulo a um amperímetro mede-se sua corrente de curto-circuito (I_{sc}). Entretanto, estes dados são pouco informativos sobre a potência real do módulo.

Um dos ensaios mais completos para determinar as características elétricas de um módulo fotovoltaico é o traçado de sua curva característica *I-V*. O módulo é submetido às condições-padrão de ensaio e uma fonte de tensão variável realiza uma varredura entre uma tensão negativa de poucos volts (em relação aos terminais do módulo) até ultrapassar a tensão de circuito aberto do módulo (quando sua corrente fica negativa). Durante esta varredura são registrados pares de dados de tensão e corrente, permitindo o traçado de uma curva característica como a apresentada na Figura 4.1.

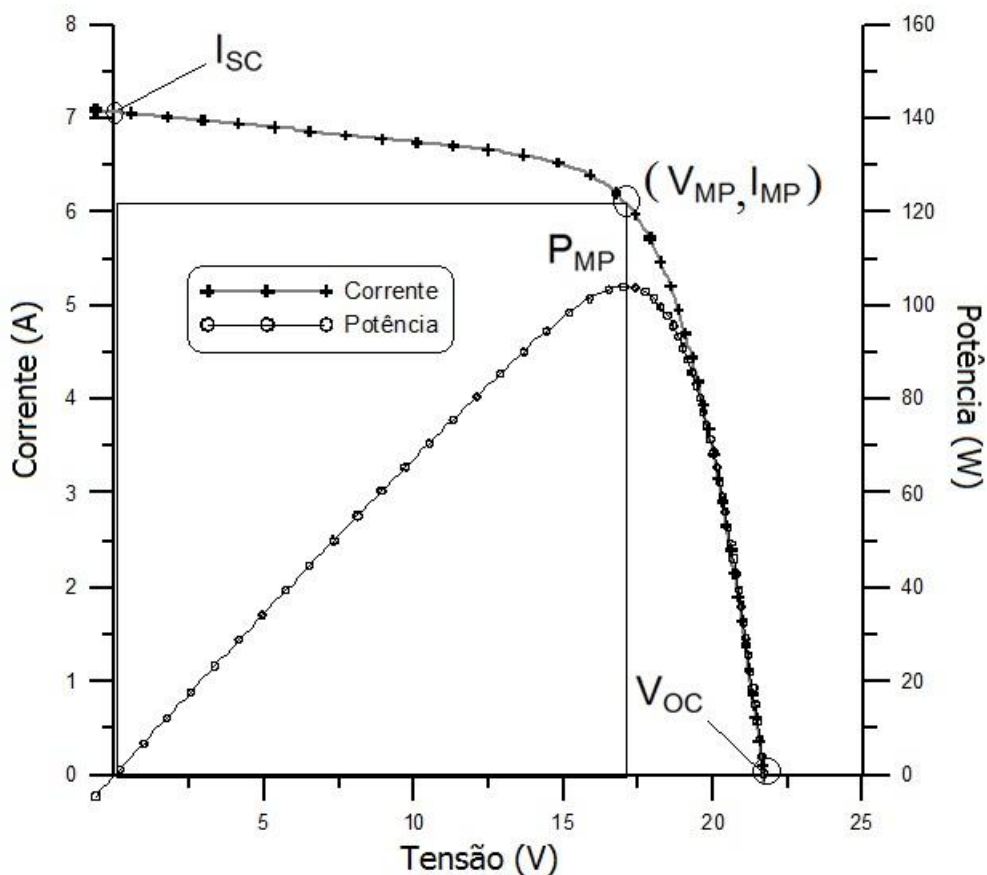



Figura 4.1–Curva característica *I-V* e curva de potência *P-V* para um módulo com potência nominal de 100Wp.

Para cada ponto na curva *I-V*, o produto corrente-tensão representa a potência gerada para aquela condição de operação. A Figura 4.1 mostra também, além da curva *I-V*, uma curva de potência em função da tensão, chamada de curva *P-V*, que identifica o ponto com o máximo valor de potência. A este ponto na curva de potência corresponde um ponto na curva de corrente, com valores de tensão e corrente específicos, que são denominadas, respectivamente, de tensão e corrente de máxima potência (V_{MP},I_{MP}). Este ponto é conhecido como o ponto de máxima potência P_{MP}.

O ponto de máxima potência corresponde, então, ao produto da tensão de máxima potência (V_{MP}) e corrente de máxima potência (I_{MP}). Os valores P_{MP}, V_{MP}, I_{MP}, V_{oc} e I_{sc} são os cinco parâmetros que especificam o módulo sob dadas condições de radiação, temperatura de operação de célula e massa de ar.

De forma similar ao mostrado para a célula fotovoltaica, o fator de forma (*FF*) do módulo é a grandeza que expressa quanto a sua curva característica se aproxima de um retângulo no diagrama *I-V*. Quanto melhor a qualidade das células no módulo, mais próxima da forma retangular será sua curva *I-V*. A definição do *FF* é apresentada na Figura 4.2. A área hachurada simples corresponde ao produto V_{oc} x I_{sc}, valor sempre acima da potência que o módulo pode alcançar. A área duplamente hachurada representa o produto V_{MP} x I_{MP}, ou seja P_{MP}, a potência máxima do módulo. Como mostrado no Capítulo 3, a relação entre as áreas é o valor de *FF*.

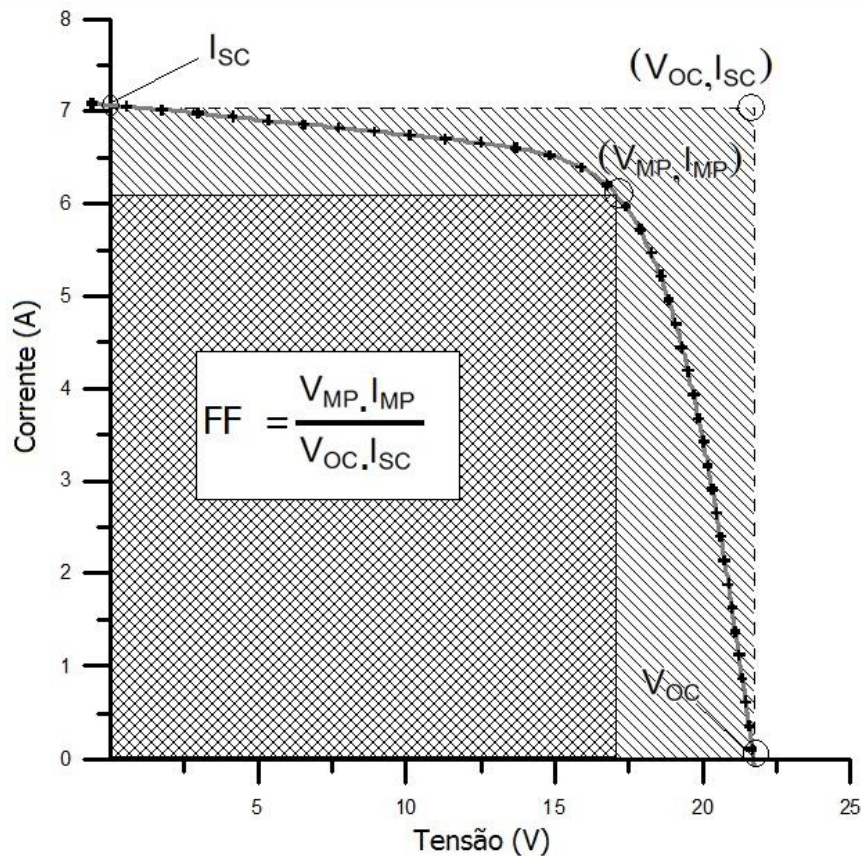



Figura 4.2 – Definição do fator de forma.

Da mesma forma que para as células fotovoltaicas, a eficiência (η) dos módulos é obtida através da relação entre a potência elétrica máxima gerada e a irradiância solar. Quando este número é determinado nas condições-padrão de ensaio, a irradiância é de G = 1.000 W/m^2 e a potência luminosa incidente no módulo pode ser calculada multiplicando-se este valor pela área do módulo (A_M). A Equação 4.1 apresenta o cálculo da eficiência do módulo, que é idêntica à Equação 3.10 para a célula. No caso do módulo, entretanto, pelas normas técnicas a área inclui a moldura metálica e qualquer parte construtiva do módulo.

$$\eta = \frac{P_{MP}}{G \cdot A_M} \times 100 \quad [\%] \tag{4.1}$$

4.1.3 – Fatores que afetam as características elétricas dos módulos

De maneira semelhante ao que ocorre com as células fotovoltaicas, o desempenho dos módulos fotovoltaicos é fundamentalmente influenciado pela irradiância solar e pela temperatura das células.

4.1.3.1 – Efeito da irradiância solar

A corrente elétrica gerada pelo módulo aumenta com o aumento da irradiância solar. A corrente de curto-circuito tem um aumento linear com a irradiância, como mostra a Figura 4.3.

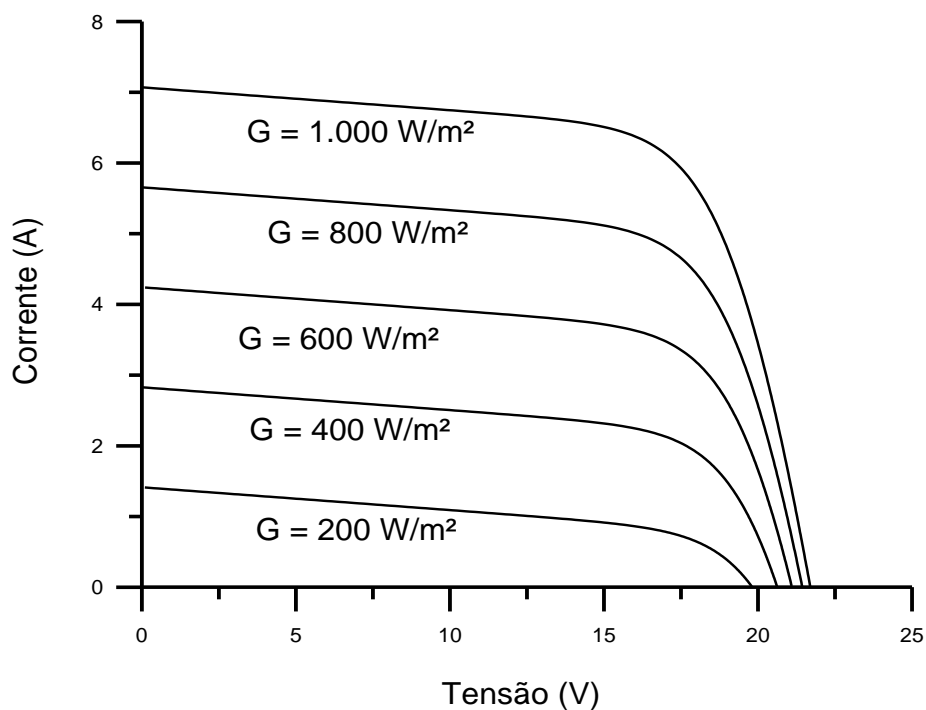



Figura 4.3 – Efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva característica *I-V* para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) a 25°C.

4.1.3.2 – Efeito da temperatura

A incidência de radiação solar e a variação da temperatura ambiente implicam em uma variação de temperatura nas células que compõem os módulos. A Figura 4.4 mostra curvas *I-V* para diversas temperaturas de célula, deixando evidente que há uma queda de tensão importante com o aumento da temperatura da célula. A corrente sofre uma elevação muito pequena que não compensa a perda causada pela diminuição da tensão. Para representar o efeito da temperatura nas características dos módulos utilizam-se os coeficientes de temperatura definidos na sequência.

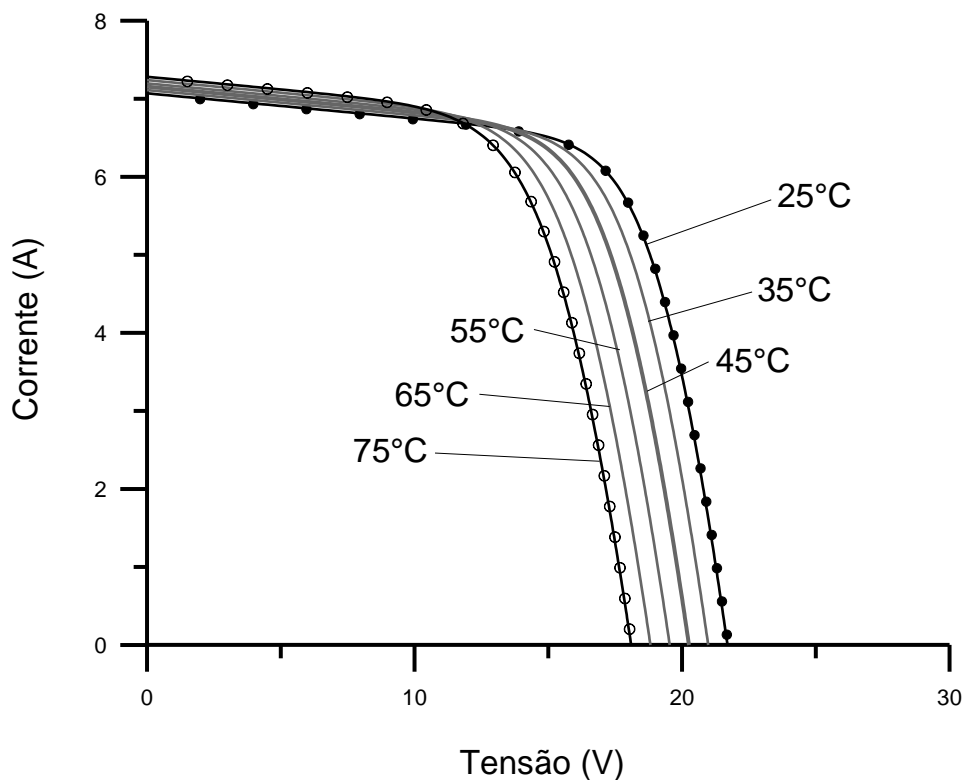



Figura 4.4 – Efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva característica *I-V* para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) sob irradiância de 1.000 W/m^2.

Coeficiente (β) de variação da tensão de circuito aberto (V_{oc}) com a temperatura:

$$\beta = \frac{\Delta V_{OC}}{\Delta T} \tag{4.2a}$$

Onde ΔV_{OC} é a variação da tensão de circuito aberto para uma variação de temperatura de célula ΔT.

O cálculo do V_{oc} em determinada temperatura, com o uso do coeficiente β é feito por meio da equação abaixo (os demais coeficientes – α e γ - são usados de forma análoga).

$$V_{oc}(T) = V_{oc_{stc}} \cdot \left(1 + \beta \cdot (T - 25)\right) \tag{4.2b}$$

Este coeficiente β é negativo e, para os módulos c-Si, um valor típico é de -2,3 mV/célula.°C ou -0,37%/°C, enquanto que para os de a-Si é de -2,8 mV/célula.°C ou -0,32%/°C[2]. Alguns fabricantes também informam o coeficiente de temperatura específico para a V_{MP}, que pode ser denominado β_{VMP}, e que é geralmente maior do que o β para o V_{oc}.

Coeficiente (α) de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura:

$$\alpha = \frac{\Delta I_{SC}}{\Delta T} \tag{4.3}$$

[2] Os valores reais dos coeficientes de temperatura devem ser obtidos junto ao fabricante no módulo. Os módulos de a-Si de diferentes fabricantes apresentam variações significativas nos coeficientes de temperatura.

onde ΔI_{SC} é a variação da corrente de curto-circuito (I_{sc}) para uma variação de temperatura de célula ΔT, sendo, este coeficiente aplicado a uma equação idêntica à 4.2b.

Este coeficiente α é positivo, e um valor típico para o c-Si é de +0,004 mA/cm^2.°C ou +0,01%/°C, e para o a-Si pode atingir +0,013 mA/cm^2.°C ou +0,1%/°C.

Coeficiente (γ) de variação da potência máxima (potência de pico) do módulo com a temperatura:

$$\gamma = \frac{\Delta P_{MP}}{\Delta T} \quad (4.4)$$

Onde ΔP_{MP} é a variação da potência máxima do módulo para uma variação de temperatura de célula ΔT, também usado em uma equação idêntica à 4.2b.

Este coeficiente γ é negativo e os valores típicos são de -0,5%/°C para módulos de c-Si e -0,3%/°C para módulos de a-Si.

A definição do ponto de máxima potência P_{MP} permite escrever a expressão abaixo, que visa obter sua variação com a temperatura, a partir das variações de I_{MP} e V_{MP}. Para isso, considera-se que o coeficiente de temperatura (α) para a I_{sc} e para a I_{MP} são idênticos, e que o coeficiente de temperatura da V_{MP} é β_{VMP}. Os coeficientes devem estar expressos em porcentagem.

$$P_{MP}(T) = V_{MP}(T) \times I_{MP}(T) = V_{MP_{stc}} \cdot \left(1 + \beta_{V_{MP}} \cdot \Delta T\right) \times I_{MP_{stc}} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

Desenvolvendo a expressão, e desprezando o termo de segunda ordem, obtém-se:

$$P_{MP}(T) = V_{MP_{stc}} \cdot I_{MP_{stc}}\left(1 + \left(\alpha + \beta_{V_{MP}}\right) \cdot \Delta T\right)$$

Assim, pode-se então escrever a Equação 4.5[3], que relaciona de forma aproximada os coeficientes de temperatura da célula fotovoltaica, e que permite, caso este não seja fornecido pelo fabricante, obter o coeficiente β_{VMP} a partir dos que são geralmente fornecidos, que são α e γ.

$$\gamma = \alpha + \beta_{V_{MP}} \quad (4.5)$$

Alguns autores aproximam o β_{VMP} diretamente pelo γ, uma vez que α é muito menor do que os demais.

Os valores desses coeficientes variam em função da tecnologia da célula. É comum encontrar referência sobre os coeficientes de temperatura nas folhas de dados técnicos fornecidas pelos fabricantes dos módulos. Quanto menores os coeficientes β e γ, menor é a perda de potência do módulo devida à temperatura.

---

[3] Na Equação 4.5, deve-se levar em conta os sinais dos coeficientes: α é positivo, enquanto que β_{VMP} e γ são negativos.

Os módulos de a-Si apresentam uma menor influência da temperatura na potência de pico, embora também sofram redução no seu desempenho. Além disso, módulos de a-Si de diferentes fabricantes apresentam diferenças significativas nos coeficientes de temperatura.

Para um cálculo simplificado da temperatura de operação de um módulo fotovoltaico em determinadas condições ambientais pode-se utilizar a seguinte Equação 4.6.

$$Tmod = Tamb + K_t \times G \tag{4.6}$$

Onde:
Tmod (°C) – temperatura do módulo;
Tamb (°C) – temperatura ambiente;
G (W/m^2) – irradiância incidente sobre o módulo;
K_t(°C/$W.m^{-2}$) – coeficiente térmico para o módulo, podendo ser adotado o valor padrão de 0,03, se não for conhecido.

Supondo-se, a título de exemplo numérico, um módulo de c-Si sob uma temperatura ambiente de 30°C e sob uma irradiância de 1000 W/m^2, teríamos, pela Eq. 4.5, uma temperatura de operação de 60°C.

Supondo que se trate de um módulo de c-Si com P_{MP-stc} de 250 Wp e que seu coeficiente γ seja de-0,5%/°C, ele teria então uma potência de pico de ~206Wp nestas condições, o que corresponde a uma perda de cerca de 17,5%. Supondo ainda uma I_{sc-stc} de 8,79 A e um coeficiente α de 0,06%/°C, teríamos uma I_{sc} de 8,88 A. Considerando também uma V_{oc-stc} de 38,4 V (60 células) e um coeficiente β de -0,33%/C, o V_{oc} seria então de 33,9 V.

4.1.3.3 – Temperatura nominal de operação

Uma vez que as condições-padrão de ensaio (STC) não representam, na maioria dos casos, condições operacionais reais, as normas definem uma temperatura nominal para a operação das células nos módulos, na qual as características elétricas podem se aproximar mais das características efetivas verificadas em campo. Cada módulo tem uma temperatura nominal para suas células, que é obtida quando o módulo é exposto em circuito aberto a uma irradiância de 800 W/m^2 em um ambiente com temperatura do ar a 20°C e sofrendo ação de vento incidindo com velocidade de 1 m/s. Esta temperatura também é muitas vezes encontrada nas folhas de dados técnicos dos módulos, normalmente identificada pela sigla NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) e geralmente está entre 40 e 50°C. A NOCT está ligada às propriedades térmicas e ópticas nos materiais empregados na construção do módulo. Supondo módulos de mesmos coeficientes de temperatura (α, β e γ), aquele que tiver a menor NOCT terá o melhor desempenho em campo, pois terá menos perdas relacionadas à temperatura.

A partir da NOCT informada pelo fabricante, pode-se calcular, com auxílio da Equação 4.7, o coeficiente *Kt* do módulo, usado na Equação 4.6.

$$K_t = \frac{NOCT-20}{800} \qquad (4.7)$$

Onde:
K_t(°C/W.m^{-2}) – coeficiente térmico para o módulo;
NOCT(°C) – *Nominal Operating Cell Temperature* do módulo;
20(°C) – temperatura ambiente definida para medida da NOCT;
800 (W/m^2) – irradiância definida para a medida da NOCT;

4.1.4 – Identificação das características elétricas dos módulos

Algumas informações essenciais normalmente constam da etiqueta afixada em cada módulo, conforme mostrado na Tabela 4.1. Informações técnicas adicionais são encontradas nas folhas de dados ou catálogos técnicos dos módulos, como as que constam da Tabela 4.2. Os módulos comercializados no Brasil devem apresentar a etiqueta do Inmetro afixada na sua superfície posterior, como a da Figura 4.5.

Tabela 4.1 – Dados técnicos que constam na etiqueta do módulo.

Informação	Significado ou importância da informação
Nome do fabricante	Identificação do responsável pela qualidade do módulo
Identificação do modelo	Pelo modelo pode-se identificar a folha de dados técnicos com informações sobre tecnologia, potência e tolerância
Número de série	O número de série é obrigatório para registro, qualificação, rastreabilidade e garantia do produto
Tensão máxima do sistema	Indica o maior valor de tensão de circuito aberto de um arranjo onde o módulo pode ser instalado
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	Multiplicando-se V_{OC} de cada módulo pelo número de módulos em série em um arranjo, obtém-se V_{OC} do arranjo (ver item 4.1.2)
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	Multiplicando-se I_{SC} de cada módulo pelo número de módulos em paralelo em um arranjo, obtém-se I_{SC} do arranjo (ver item 4.1.2)
Tensão de máxima potência (V_{MP})	Multiplicando-se V_{MP} de cada módulo pelo número de módulos em série em um arranjo, obtém-se V_{MP} nominal do arranjo (ver item 4.1.2)
Corrente de máxima potência (I_{MP})	Multiplicando-se I_{MP} de cada módulo pelo número de módulos em paralelo em um arranjo, obtém-se I_{MP} nominal do arranjo (ver item 4.1.2)
Potência nas condições-padrão de ensaio (STC)	Potência máxima nominal do módulo nas condições de irradiância de 1.000 W/m^2, espectro AM 1,5 e temperatura de célula de 25°C
Temperatura nominal da célula nas condições de operação (NOCT)	Temperatura das células do módulo nas condições de irradiância de 800 W/m², temperatura ambiente de 20°C e velocidade de vento de 1 m/s

Tabela 4.2 – Dados técnicos adicionais que podem constar na folha de dados do módulo.

Informação	Significado ou importância da informação
Potência nas condições de operação (P_{MP})	Potência máxima do módulo nas condições de irradiância de 800 W/m², e temperatura de célula NOCT
Tensão de máxima potência nas condições de operação (V_{MP})	Tensão do ponto de máxima potência do módulo, medida com o módulo sob irradiância de 800 W/m^2 e temperatura NOCT
Corrente de máxima potência nas condições de operação (I_{MP})	Corrente no ponto de máxima potência do módulo, medida com o módulo sob irradiância de 800 W/m^2 e temperatura NOCT
Coeficiente de temperatura para tensão	Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura (β), em volts por grau Celsius
Coeficiente de temperatura para corrente	Coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura (α), em amperes por grau Celsius
Coeficiente de temperatura para potência	Coeficiente de variação da potência máxima do módulo com a temperatura (γ), em watts por grau Celsius
Dimensões externas	Dimensões de largura, comprimento e espessura do módulo, incluindo a moldura
Número de células	Número de células associadas no módulo
Tecnologia das células	Tipo de célula fotovoltaica e materiais envolvidos
Desenho indicando furações	Desenho com localização das perfurações da moldura, para instalação dos módulos em painéis

4.1.4.1 – Registro Inmetro

Os módulos comercializados no Brasil devem ser ensaiados de acordo com o RAC do Inmetro (INMETRO, 2011) e apresentar o respectivo registro (pode ser consultado na página do Inmetro na internet – www.inmetro.gov.br) e a etiqueta afixada na sua superfície posterior, como a da Figura 4.5.

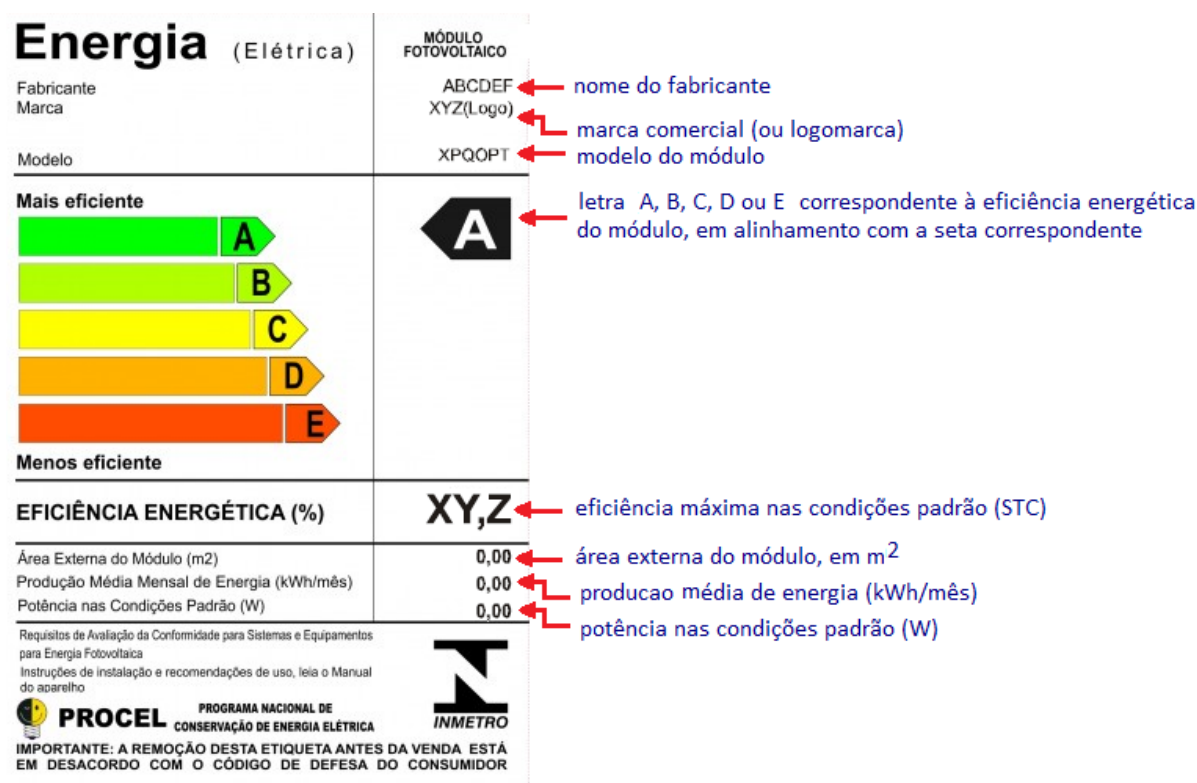



Figura 4.5 – Modelo de etiqueta do Inmetro afixada nos módulos; os dados indicados pelas setas são informados para cada modelo de módulo, depois dos ensaios realizados por laboratório credenciado. Adaptado de (INMETRO, 2011).

A classificação das categorias de eficiência energética (A a E) é feita pelo Inmetro de acordo com as faixas de eficiência do módulo, medida nas condições-padrão de teste, mostradas na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Classes de eficiência de módulos fotovoltaicos no Brasil (INMETRO, 2011)

Classe	Faixa
A	Maior que 13,5%
B	Maior que 13% a 13,5%
C	Maior que 12% a 13%
D	Maior que 11% a 12%
E	Menor ou igual a 11%

É importante lembrar que a eficiência do módulo normalmente não é considerada um fator importante no projeto de sistemas fotovoltaicos, exceto em casos nos quais a existe uma limitação da área disponível para instalação do painel fotovoltaico.

4.1.5 – Caixa de conexões

Na parte posterior dos módulos normalmente há uma caixa de conexões, onde são abrigados os diodos de desvio (*by-pass*), apresentados posteriormente no item 4.2.4, e as conexões dos conjuntos de células em série. A Figura 4.6 mostra um exemplo do interior de uma caixa de conexões de um módulo de 60 células e um diagrama mostrando a posição dos diodos de desvio. Neste módulo, cada diodo de desvio está conectado a 20 células em série. Alguns módulos não têm caixa de conexões ou ela não é acessível, saindo os cabos diretamente do módulo laminado ou de uma caixa lacrada.

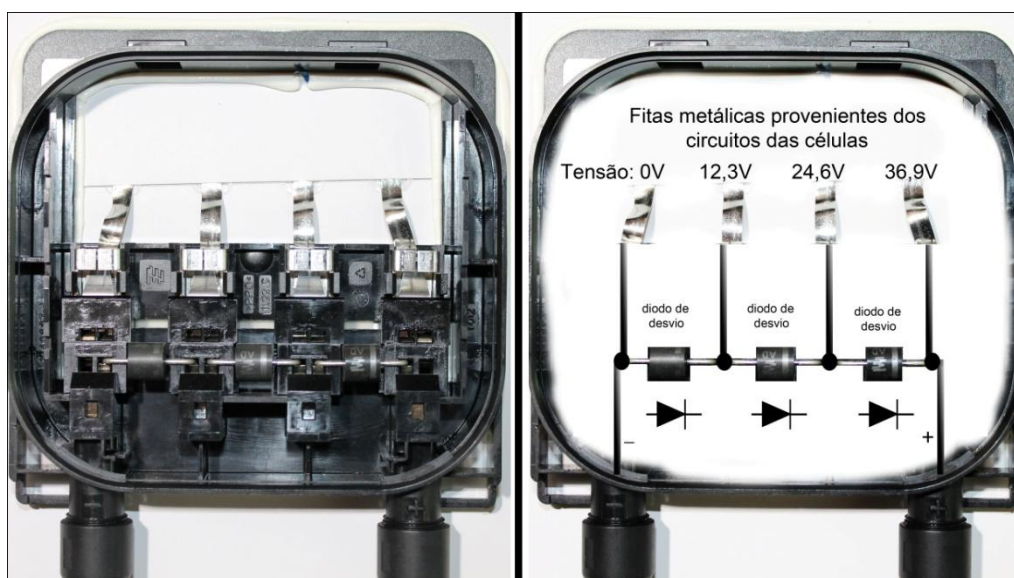



Figura 4.6 – Caixa de conexões (esquerda) e diagrama de ligações (direita) de um módulo de 240 Wp, com 60 células em série (20 para cada diodo), onde V_{OC} = 36,9 V.

4.1.6 – Terminais

Os cabos terminais dos módulos fotovoltaicos devem ter isolamento adequado para a máxima tensão do sistema e ser capazes de suportaras intempéries. Módulos modernos, desenvolvidos para aplicações conectadas à rede, são fornecidos com cabos pré-instalados, com comprimento suficiente para a sua conexão série com outro módulo igual em um arranjo fotovoltaico. Geralmente os cabos são providos de um sistema de engate rápido, para facilitar a tarefa de instalação e garantir a boa qualidade da conexão. A Figura 4.7 mostra um exemplo de conectores de engate rápido.

Esses conectores devem possuir grau de proteção[4] IP 67 ou superior e não devem ser posicionados em canaletas ou dutos que possam acumular água. Os cabos não devem ficar soltos e sujeitos à ação do vento, e sim presos à estrutura do painel fotovoltaico por meio de abraçadeiras apropriadas.

Figura 4.7 – Conectores de engate rápido MC4 para conexão série de módulos fotovoltaicos.

4.1.7 – Módulos fotovoltaicos com microinversores integrados

O módulo fotovoltaico c.a. é constituído por um conjunto integrado módulo/inversor, cujos terminais de interface são unicamente c.a., sem acesso ao lado c.c. Podem ser conectados em paralelo para aumento da potência e são direcionados a instalações de pequeno porte (mini e microgeração distribuída).

Normalmente os módulos c.a. são mais caros que os convencionais. No final de 2013, o custo do módulo c.a. era US$ 0,40/Wp superior ao do módulo convencional, mas em compensação o custo comercial do sistema como um todo era reduzido em US$ 0,20/Wp. No Brasil, porém, este tipo de tecnologia ainda encontra utilização incipiente, e as normas técnicas nacionais não se aplicam a este tipo de equipamento.

---

[4]Grau de proteção apresentado na norma NBR IEC 60529:"Graus de proteção para invólucros de equipamentos elétricos (códigos IP).

4.2 – Associação de Módulos Fotovoltaicos

Os módulos podem ser conectados em ligações série e/ou paralelo, dependendo da corrente e tensão desejadas, para formar painéis fotovoltaicos com potência mais elevada. Ao definir como serão associados os módulos, é necessário ter informações de como deverá ser a instalação e quais componentes serão utilizados, pois as tensões e correntes resultantes devem ter plena compatibilidade com esses componentes.

4.2.1 – Módulos fotovoltaicos conectados em série

A conexão em série é feita do terminal positivo de um módulo ao terminal negativo de outro, e assim por diante. As caixas de conexões na sua face posterior ou cabos pré-instalados facilitam esta conexão. Deve-se utilizar cabos e conexões específicos para uso em sistemas fotovoltaicos, que são protegidos contra os efeitos da radiação e das intempéries.

De maneira análoga à conexão das células fotovoltaicas, quando a ligação dos módulos é série, as tensões são somadas e a corrente (para módulos iguais) não é afetada, ou seja:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \tag{4.8}$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \tag{4.9}$$

O efeito da conexão em série de módulos idênticos está ilustrado na Figura 4.8, através da curva característica *I-V*. Neste exemplo, cada módulo de 220 W_p tem I_{SC}= 6,9A e V_{OC}= 43,4 V. O conjunto resultante de 4 módulos em série tem potência de 880 W_p, I_{SC}= 6,9 A e V_{OC} = 173,6 V.

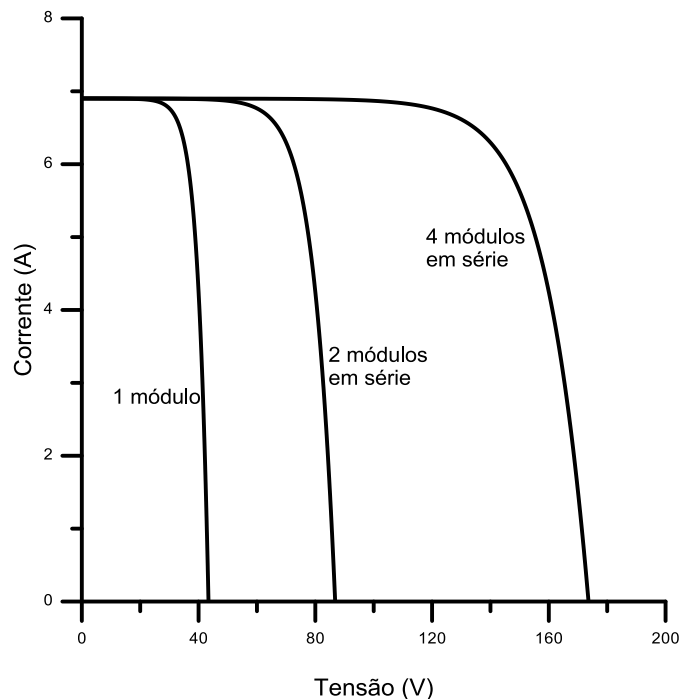



Figura 4.8–Curvas *I-V* para um módulo de 220 W_p, 2 módulos idênticos associados em série e 4 módulos idênticos associados em série.

Uma vez realizada a conexão série, as correntes que fluem por cada módulo são sempre iguais entre si, mas para que a corrente não seja afetada em relação à corrente de um módulo individual, consideram-se módulos idênticos sob as mesmas condições de radiação e temperatura. Caso haja uma dispersão de características elétricas ou um sombreamento parcial, a corrente do conjunto conectado em série é limitada pelo módulo com a menor corrente individual.

4.2.2 – Módulos fotovoltaicos conectados em paralelo

A conexão em paralelo é feita unindo-se os terminais positivos de todos os módulos entre si e procedendo-se da mesma forma com os terminais negativos. Esta conexão resulta na soma das correntes sem alteração da tensão, ou seja:

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \qquad (4.10)$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \qquad (4.11)$$

A Figura 4.9 ilustra o efeito da soma das correntes em módulos idênticos conectados em paralelo, através da curva característica *I-V*. No exemplo, cada módulo de 220 W_p tem I_{SC}= 6,9A e V_{OC} = 43,4 V. O conjunto resultante de 4 módulos em paralelo tem potência de 880 W_p, I_{SC}= 27,6 A e V_{OC} = 43,4 V.

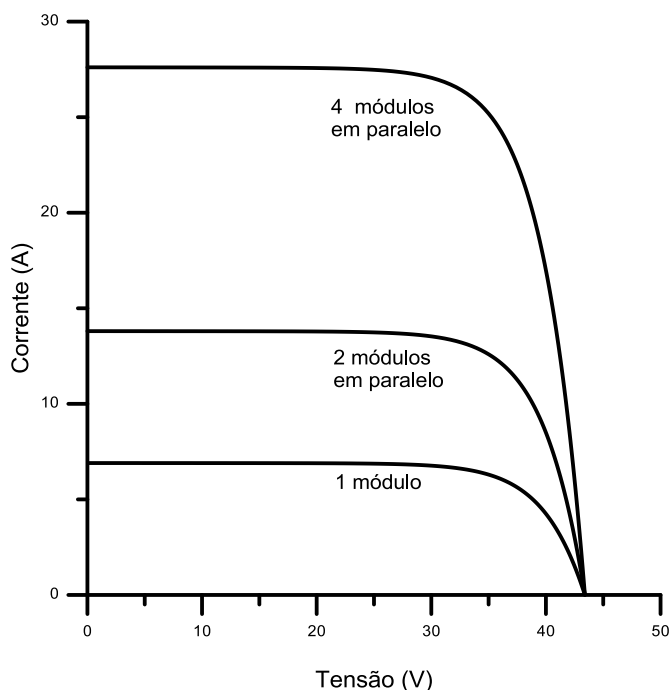



Figura 4.9–Curvas *I-V* para a conexão em paralelo dos mesmos módulos fotovoltaicos da Figura 4.8.

4.2.3 – Efeitos de sombreamento

Como já mencionado anteriormente, os módulos de c-Si contêm células fotovoltaicas associadas em série. Quando uma ou mais destas células recebe menos radiação solar do que as outras da mesma associação, sua corrente vai limitar a corrente de todo o conjunto série. Esta redução de radiação incidente pode ocorrer por um sombreamento parcial do módulo, depósito de sujeira sobre o vidro, ou algo que tenha caído sobre o módulo, dentre outras possibilidades. O efeito de redução de corrente no conjunto de células do módulo acaba sendo propagado para todos os módulos conectados em série.

Além da perda de potência no gerador fotovoltaico, há o risco de danos ao módulo parcialmente sombreado, uma vez que a potência elétrica gerada que não está sendo entregue ao consumo é dissipada no módulo afetado, às vezes sobre apenas uma de suas células. Neste caso pode ocorrer o fenômeno conhecido como “ponto quente” (por vezes referenciado no Brasil pelo termo inglês “*hotspot*”), que produz intenso calor sobre a célula afetada, com ruptura do vidro e fusão de polímeros e metais.

A Figura 4.10 mostra o efeito do sombreamento sobre apenas uma das células de um dos 4 módulos conectados em série referidos na Figura 4.8. Ao cobrir a metade de uma das células, a corrente daquele módulo é reduzida pela metade. Como consequência, a corrente de todos os módulos no conjunto em série também é reduzida.

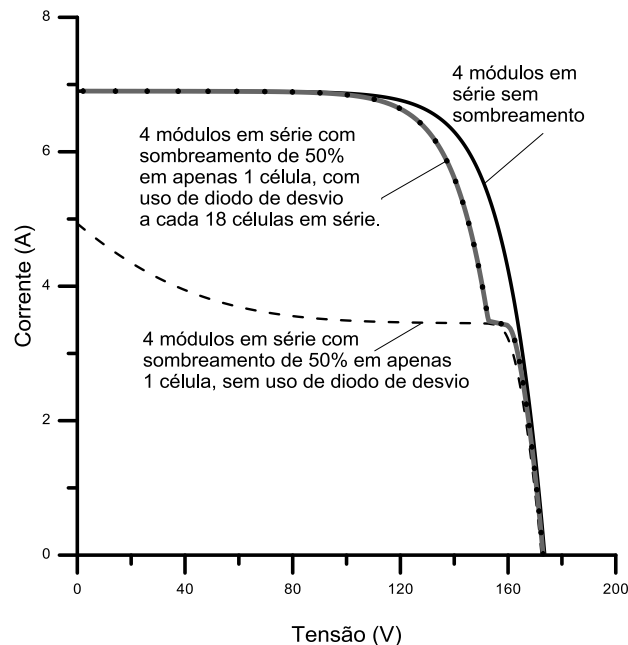



Figura 4.10 – Curva *I-V* para 4 módulos conectados em série e sem sombreamento (linha contínua); curva *I-V* para os mesmos 4 módulos na situação de sombreamento de uma de suas células, que passa a receber 50 % da irradiância original (linha tracejada); curva *I-V* com o mesmo sombreamento, mas com a utilização de diodos de desvio (curvas com linha contínua e pontos).

Deve-se aqui ressaltar que os módulos de filmes finos normalmente tem melhor desempenho na presença de sombreamento do que os de c-Si, sofrendo menores reduções em seu rendimento.

4.2.4 – Diodo de desvio (*by-pass*)

Para evitar a ocorrência de "pontos quentes", os módulos são normalmente protegidos com diodos de desvio[5] (*by-pass*), que oferecem um caminho alternativo para a corrente e, assim, limitam a dissipação de potência no conjunto de células sombreadas. Isso reduz simultaneamente a perda de energia e o risco de dano irreversível das células afetadas, o que inutilizaria o módulo.

A Figura 4.10 mostra o efeito do diodo de desvio minimizando o efeito do sombreamento.

Os diodos de desvio são geralmente inseridos nas caixas de conexões dos módulos e conectados em antiparalelo[6] com um conjunto de células em série, entre 15 e 30 células para cada diodo. O diodo de desvio deve suportar, em operação permanente, a mesma corrente das células. A proteção ocorre porque, com o diodo de desvio, a máxima potência dissipada sobre uma das células seria a potência do conjunto que o diodo envolve. O diagrama apresentado na Figura 4.11 mostra como são conectados estes diodos em um módulo com 36 células em série e um diodo de desvio a cada 18 células. Na figura, os círculos representam as células fotovoltaicas, apesar de estas serem mais comumente encontradas atualmente em formato quadrado.

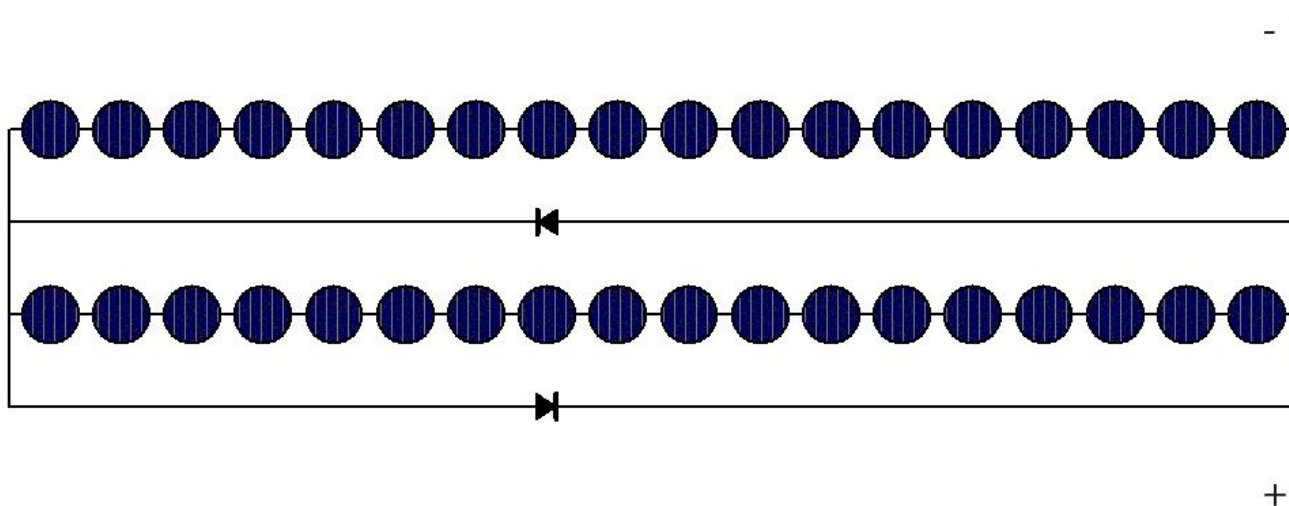



Figura 4.11 – Diagrama mostrando a ligação de diodos de desvio nos módulos fotovoltaicos.

A Figura 4.12 auxilia na compreensão da operação de um diodo de desvio. Os módulos fotovoltaicos já incluem, na sua maioria, um ou mais diodos de desvio, evitando que o projetista tenha que considerá-los em seu sistema. Para identificar se um módulo FV possui ou não diodos de desvio, basta abrir a caixa de conexão do módulo e constatar visualmente sua presença tal como ilustra a Figura 4.6.

---

[5] Esses diodos são algumas vezes também denominados "de derivação", "de passagem", ou "de passo".
[6] Em paralelo, com polaridade inversa.

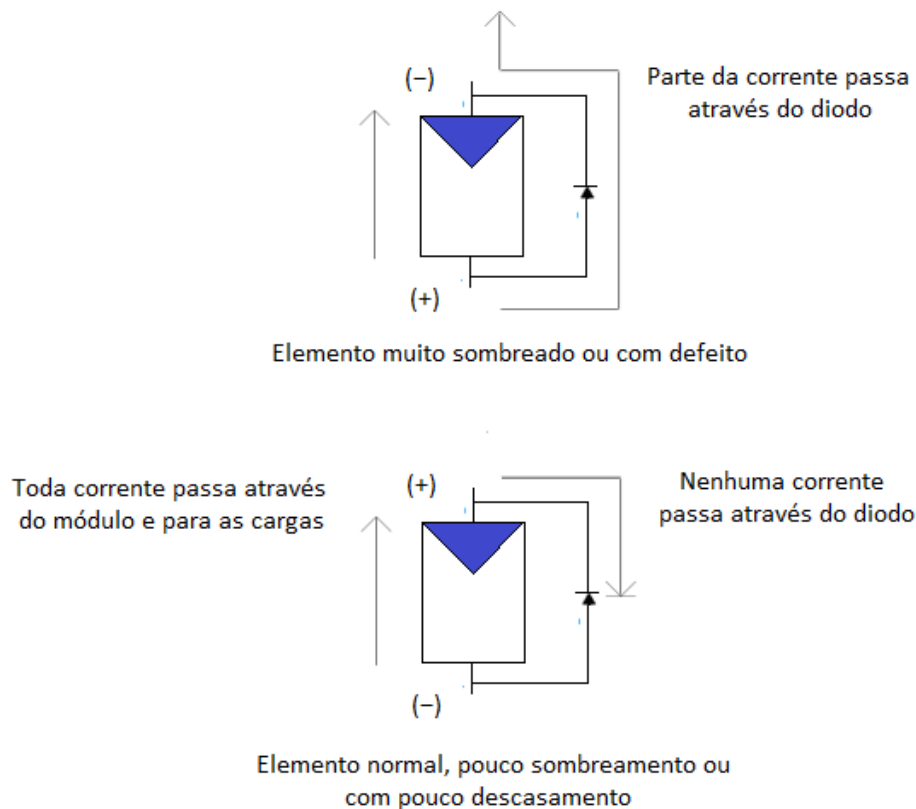



Figura 4.12 - Operação de um diodo de desvio.

4.2.5 – Diodo de bloqueio

O diodo de bloqueio é outro componente de proteção usado em conexões de módulos ou conjuntos série de módulos em paralelo, e tem a função de impedir o fluxo de corrente de um conjunto série com tensão maior para um com tensão menor. Em sistemas que utilizam armazenamento, o diodo de bloqueio também pode ser utilizado para impedir descargas noturnas das baterias, pois à noite os módulos podem conduzir uma corrente reversa, que, apesar de pequena, contribui para a descarga das baterias.

A Figura 4.13(a) apresenta o diagrama de um arranjo com 7 módulos formando um conjunto série e 4 destes conjuntos conectados em paralelo. Para cada conjunto série instala-se um diodo de bloqueio. Cada diodo deve suportar pelo menos a corrente de curto-circuito produzida por um módulo e também suportar uma tensão reversa de pelo menos duas vezes a tensão de circuito aberto de todo o arranjo.

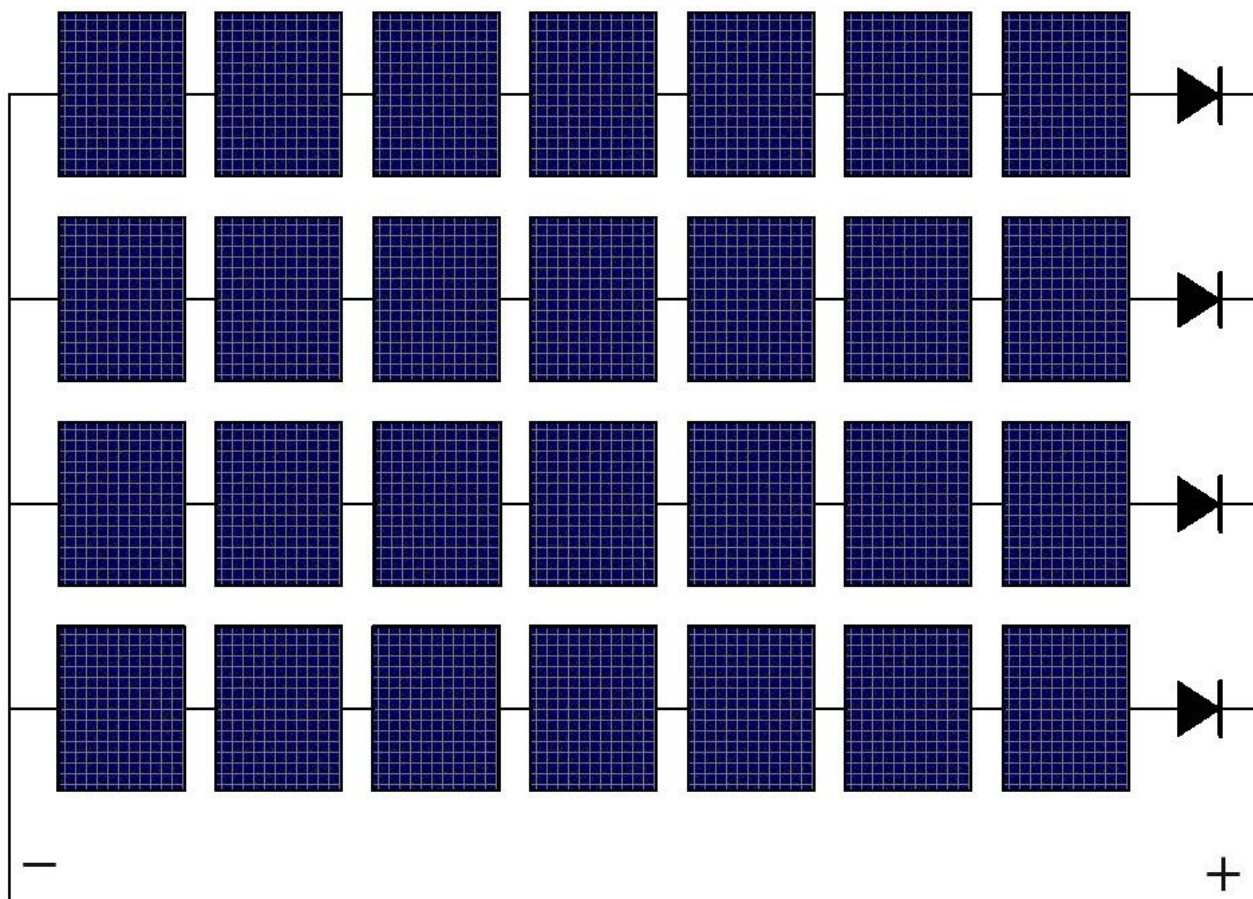
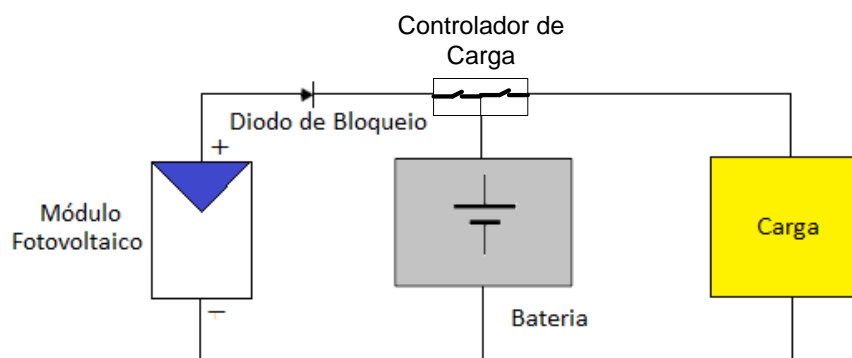
A Figura 4.13(b) mostra a aplicação do diodo de bloqueio usado em um sistema com armazenamento.

(a)

(b)

Figura 4.13 – (a) Diagrama com 4 séries fotovoltaicas conectadas em paralelo usando diodos de bloqueio; (b) diodo de bloqueio evitando o fluxo de corrente da bateria para o módulo, quando o controlador não desempenha esta função.

4.2.6 – Fusíveis de proteção da série fotovoltaica

O fusível fotovoltaico é um componente de proteção que tem a função de proteger a série fotovoltaica(em inglês, *string*) do fluxo de corrente reversa de um conjunto série com tensão maior para um com tensão menor. Deve ser dimensionado para correntes menores que a corrente reversa suportável pelo módulo.

Os fusíveis devem ser colocados na saída de cada série tanto no polo positivo quanto no polo negativo. O fusível deve ser para corrente contínua, de preferência do tipo gPV (conforme IEC 60269-6), que é apropriado para operação em sistemas fotovoltaicos pois apresenta alta durabilidade.

Ao longo dos anos, vem se observando que os diodos de bloqueio apresentam alto índice de falhas, prejudicando o desempenho do sistema. O fusível fotovoltaico é um componente de proteção que pode substituir o diodo de bloqueio.

A Figura 4.14 apresenta o diagrama de um arranjo com 4 séries fotovoltaicas conectadas em paralelo. Para cada conjunto série instalam-se dois fusíveis fotovoltaicos, um em cada polaridade.

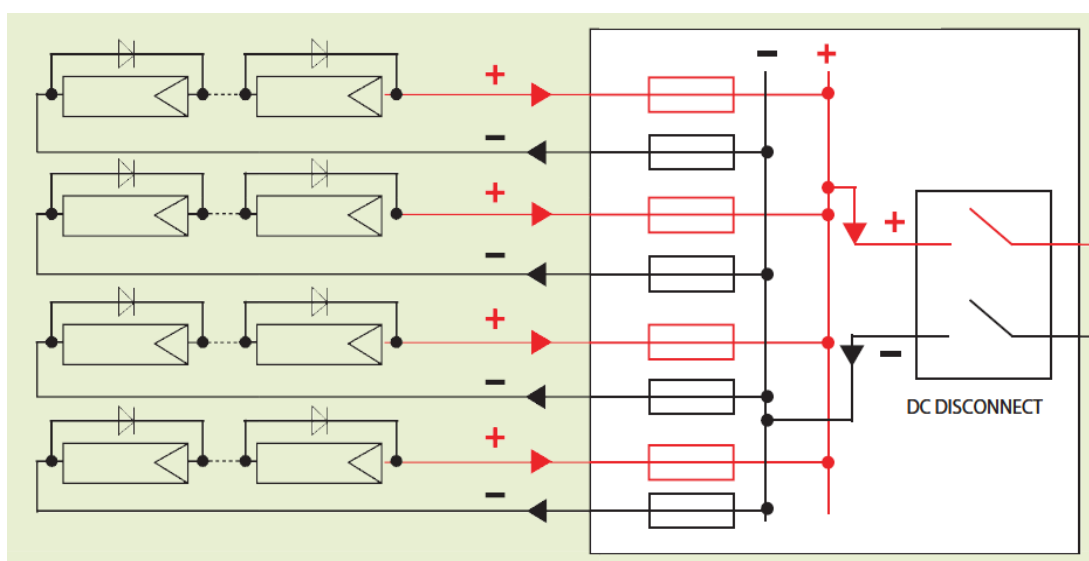



Figura 4.14 – Diagrama com 4 séries fotovoltaicas que utilizam fusíveis fotovoltaicos de proteção. Fonte: (Catálogo da Cooper-Bussmann: Photovoltaic System Protection Application Guide)

4.3 – Baterias

Em sistemas fotovoltaicos isolados da rede elétrica, o uso de dispositivos de armazenamento de energia faz-se necessário para atender a demanda em períodos nos quais a geração é nula ou insuficiente (à noite ou em dias chuvosos ou nublados, com baixos níveis de irradiância solar). Assim, parte da energia solar convertida em energia elétrica pelos módulos fotovoltaicos durante o dia é armazenada para ser usada em outros momentos para atender a demanda.

Pode-se também utilizar baterias para sistemas fotovoltaicos conectados à rede para a operação ilhada do sistema de geração no caso de falta da energia da rede elétrica. Sistemas assim são encontrados na Europa e nos EUA. No Brasil, para o caso de micro e minigeração, regulamentado pela RN Aneel N° 482/2012 (ANEEL, 212b) não há regulamentação prevendo este tipo de operação e as distribuidoras de energia não o aceitam, exigindo, inclusive, proteção para desligamento da geração em casos de ilhamento.

Existem, em princípio, diversas formas de armazenamento de energia, tais como campo elétrico (supercapacitores), campo magnético (indutores com supercondutores, *SMES - Superconducting Magnetic Energy Storage*), energia mecânica (volantes de inércia - *flywheels*, ar comprimido, bombeamento de água), vetores energéticos (como o Hidrogênio) etc. Entretanto, a bateria eletroquímica ainda é o dispositivo mais utilizado em sistemas fotovoltaicos isolados, por ser uma forma conveniente e eficiente de armazenamento de energia elétrica.

Uma bateria é um conjunto de células ou vasos eletroquímicos, conectados em série e/ou em paralelo, capazes de armazenar energia elétrica na forma de energia química por meio de um processo eletroquímico de oxidação e redução (redox) que ocorre em seu interior. Quando uma bateria carregada é conectada a uma carga elétrica, ocorre o processo reverso, ou seja, uma corrente contínua é produzida pela conversão de energia química em energia elétrica.

As baterias podem ser classificadas, dependendo do tipo de célula que as compõe, em recarregáveis e não recarregáveis. Existem dois tipos básicos de células: primárias e secundárias.

As células primárias compõem as baterias que podem ser utilizadas apenas uma vez (não recarregáveis). Quando as células primárias descarregam-se completamente, sua vida útil se encerra e elas devem ser descartadas. As baterias não recarregáveis são geralmente utilizadas como fontes de energia de baixa potência, em aplicações tais como relógios de pulso, calculadoras e muitos outros aparelhos portáteis. É possível encontrar baterias compostas por células primárias que admitem recargas leves, aumentando sua vida útil.

As células secundárias compõem as baterias recarregáveis, ou seja, aquelas que podem ser carregadas com o auxílio de uma fonte de tensão ou corrente, e reutilizadas várias vezes. São comumente chamadas de “acumuladores” ou “baterias de armazenamento” e são úteis na maioria das aplicações por longos períodos, como por exemplo, em sistemas fotovoltaicos.

Dos vários tipos de acumuladores eletroquímicos existentes, a bateria de Chumbo-ácido (Pb-ácido) ainda é a tecnologia mais empregada. Baterias com tecnologias mais modernas, tais como Níquel-Cádmio (NiCd), Níquel-hidreto metálico (NiMH), íon de Lítio (Li-ion), dentre outras, embora apresentando vantagens (maior eficiência, maior vida útil, maior profundidade de descarga), geralmente não são ainda economicamente viáveis na maioria dos sistemas fotovoltaicos.

A Tabela 4.4 apresenta as principais características de alguns tipos de baterias recarregáveis disponíveis comercialmente.

Tabela 4.4 – Dados técnicos de catálogos de baterias recarregáveis disponíveis comercialmente. Os dados da tabela não correspondem necessariamente aos limites de cada tecnologia. Fonte:(LUQUE; HEGEDUS, 2011).

Tecnologia	Eletrólito	Densidade Energética [Wh/kg]	Densidade Energética [Wh/L]	Eficiência η_{Wh} [%]	Vida útil [anos]	Vida cíclica [ciclos]	Temperatura de operação		Aplicações típicas (exemplos)
							Carga padrão [°C]	Descarga [°C]	
Chumbo ácido[7] (Pb-ácido)	H_2SO_4	20–40	50–120	80–90	3–20	250–500	–10 a +40	–15 a +50	Uso estacionário, tração, automotiva
Níquel-Cádmio (NiCd)	KOH	30–50	100–150	60–70	3–25	300–700	–20 a +50	–45 a +50	Mesmo tipo de aplicações das baterias chumbo-ácido, ferramentas, veículos elétricos
Níquel-hidreto metálico (NiMH)	KOH	40–90	150–320	80–90	2–5	300–600	0 a +45	–20 a +60	*Notebooks*, celulares, câmeras fotográficas, veículos elétricos e híbridos, brinquedos
Íon de Lítio (Li–ion, Li-polímero)	Polímeros orgânicos	90–150	230–330	90–95	–	500–1000	0 a +40	–20 a +60	*Notebooks*, celulares, filmadoras, *smart cards*, veículos elétricos e híbridos
Bateria alcalina recarregável de Manganês (RAM)[8]	KOH	70–100	200–300	75–90	–	20–50	–10 a +60	–20 a +50	Produtos de consumo, brinquedos
Cloreto de Níquel e Sódio (NaNiCl)	β''-Al_2O_3	~100	~150	80–90	–	~1000	+270 a +300	+270 a +300	Veículos elétricos e híbridos (possíveis aplicações estacionárias)

[7] Não incluídas as baterias de eletrodos positivos tubulares, descritas no item 4.3.3.4.
[8] RAM – *rechargeable alkaline manganese*

4.3.1 – Terminologia

A seguir é apresentada uma lista com os principais termos relativos a baterias.

Autodescarga

Em um processo espontâneo, todas as baterias descarregam-se gradualmente, através de processos químicos internos (perdas internas), quando não estão em uso. A este processo dá-se o nome de autodescarga.

A taxa de autodescarga é normalmente especificada como uma percentagem da capacidade nominal que é perdida a cada mês.

As baterias de Chumbo-ácido têm como característica uma alta taxa de autodescarga. Quando não estão sendo utilizadas, podem perder de 5 a 30 % por mês de sua capacidade, dependendo da temperatura e composição química de suas células. Comparativamente, a faixa média de autodescarga das baterias de Níquel-Cádmio é de 3 a 6 % ao mês.

Bateria

A palavra “bateria” refere-se a um grupo de células eletroquímicas conectadas eletricamente em série e/ou paralelo, para produzir tensão e/ou corrente mais elevadas do que a que pode ser obtida por uma única célula. Uma bateria pode também ser constituída por uma única célula, caso esta se constitua em um sistema de armazenamento eletroquímico completo. Assim, uma bateria é um dispositivo eletroquímico que converte energia química em energia elétrica e vice-versa.

Capacidade

Embora a capacidade de uma bateria seja normalmente definida como a quantidade de amperes-hora (Ah) que pode ser retirada da mesma quando esta apresenta carga plena, a capacidade de uma bateria também pode ser expressa em termos de energia (watts-hora).

Capacidade Nominal – é uma estimativa conservadora do fabricante, do número total de amperes-hora que pode ser retirado de uma célula ou bateria nova, para os valores especificados (de acordo com certos padrões ou normas, ou ainda do próprio fabricante) de corrente de descarga, temperatura e tensão de corte.

Capacidade Instalada – é o total de amperes-hora que pode ser retirado de uma célula ou bateria nova, sob um conjunto específico de condições operacionais, incluindo a taxa de descarga, temperatura, e tensão de corte.

Capacidade Disponível – é o total de amperes-hora (Ah) que pode ser retirado de uma célula ou bateria, sob um conjunto específico de condições operacionais, incluindo a taxa de descarga, temperatura, estado inicial de carga, idade e tensão de corte.

Capacidade de Energia – é o número total de watts-hora (Wh) que pode ser retirado de uma célula ou bateria totalmente carregada. Geralmente é obtido pelo produto da capacidade em Ah pela tensão nominal.

Teoricamente, uma bateria de 200 Ah deve ser capaz de fornecer corrente de 200 A durante 1 hora, ou 50 A por 4 horas, ou 4 A por 50 horas, ou ainda, 1 A por 200 horas. Porém, um fator que influencia na capacidade da bateria é a velocidade de carga ou descarga. Quanto mais lento for o descarregamento, ligeiramente maior será a sua disponibilidade de carga. Os fabricantes normalmente fornecem a capacidade para cada regime de descarga (daí ser importante a especificação das condições de uso).

Outro fator que influencia na capacidade é a temperatura de operação da bateria. As características das baterias normalmente são especificadas pelos fabricantes para uma temperatura de 25°C (embora possam ser encontrados valores mais comumente na faixa de 20 a 30°C, bem como outros, dependendo do tipo de bateria). Temperaturas mais baixas reduzem significativamente sua capacidade e temperaturas mais altas resultam em uma capacidade ligeiramente maior, acarretando, contudo, em aumento da perda de água do eletrólito e diminuição do número de ciclos durante a vida útil da bateria.

Carga

Conversão de energia elétrica em potencial eletroquímico, que ocorre no interior da célula, restaurando a energia química da mesma, mediante o fornecimento de uma corrente elétrica a partir de uma fonte externa.

Célula

Unidade eletroquímica básica de uma bateria, que possui uma tensão característica dependente dos materiais nela contidos. Uma célula é uma combinação de dois eletrodos (o anodo, sede da oxidação, e o catodo, sede da redução) e do eletrólito. A diferença em termos de energia livre entre o anodo e o catodo resulta no estabelecimento de uma diferença de potencial elétrico, a qual é a força motriz para as reações eletroquímicas que determinam o funcionamento da célula. Quando uma célula está descarregando, ocorrem reações químicas entre o material ativo de cada eletrodo e o eletrólito, que produzem eletricidade. Durante o processo de carga, a reação inversa ocorre, consumindo energia.

A polaridade dos eletrodos indica o sinal da carga que eles possuem. É essencial que os eletrodos positivo e negativo não se toquem. Caso isto ocorra, um curto-circuito será causado e a célula descarregará rapidamente, podendo até ser danificada.

Quando todo o material ativo nos dois eletrodos é convertido, a célula está completamente descarregada.Durante o carregamento o processo é revertido; ocorre a conversão do material ativo para o estado inicial.

Ciclo

A sequência carga-descarga de uma bateria, até uma determinada profundidade de descarga, é chamada de ciclo.

Densidade de energia

Capacidade de energia nominal normalizada pelo volume (Wh/L) ou pela massa (Wh/kg) da célula ou bateria.

Descarga

Processo de retirada de corrente elétrica de uma célula ou bateria, mediante o acoplamento de uma carga, através da conversão da energia química, disponibilizada como potencial eletroquímico, em energia elétrica, no interior da célula. Quando a descarga ultrapassa 50 % da capacidade da bateria, ela é chamada de descarga profunda.

Eficiência

Relação entre a saída útil e a entrada. Existem duas formas de expressar a eficiência de uma bateria:

Eficiência coulômbica ou de ampere-hora (Ah)[9] – relação entre a quantidade de carga elétrica (Ah) retirada de uma célula ou bateria durante a descarga e a quantidade necessária para restaurar o estado de carga inicial. É calculada através da razão entre as integrais da corrente ao longo do tempo de descarga e de carga. A eficiência coulômbica é bastante afetada por reações eletroquímicas secundárias que podem ocorrer na célula ou bateria (e, portanto, depende do tipo de bateria e, de seus materiais constituintes), mas, sob condições adequadas de operação, para alguns tipos de baterias, esta é comumente elevada, sendo para uma bateria Chumbo-ácido tipicamente de 95%. A eficiência coulômbica também depende das taxas de carga/descarga e do estado de carga (quando a bateria está totalmente carregada, a eficiência coulômbica é de ~0 %, enquanto que quando está totalmente

[9] Também chamada por alguns autores de eficiência farádica.

descarregada é de ~100 %). É importante alertar que alguns fabricantes se referem à eficiência coulômbica como sendo a eficiência da bateria, o que não é correto.

Eficiência voltaica ou de tensão (V) – razão entre a tensão (ou potencial) média durante a descarga de uma célula ou bateria e da tensão média durante a carga necessária para restaurar a capacidade inicial. Quando se considera o valor médio de potencial para uma bateria formada por muitas células pode-se constatar considerável dispersão dos valores característicos das células unitárias. Além disso, como a tensão é dependente do estado de carga, a eficiência voltaica também é influenciada por esta condição, notadamente pelos efeitos de polarização que ocorrem nos eletrodos e pelas resistências ao transporte de elétrons e de íons. A eficiência voltaica é também influenciada pelas taxas (correntes) de carga/descarga. Considerando que uma bateria Chumbo-ácido monobloco de 12 V num sistema fotovoltaico é carregada numa tensão média de 13,8 V e descarregada numa tensão média de 12,5 V, tem-se uma eficiência voltaica de ~90,5%.

Eficiência global ou de watt-hora (Wh) –Também conhecida como eficiência energética, pois é o produto das eficiências coulômbica e voltaica, sendo determinada pela razão entre a energia retirada da bateria durante o processo de descarga e a energia total característica do estado de carga inicial. Considerando os valores *default* acima apresentados para as eficiências coulômbica e voltaica, teríamos uma eficiência global de ~86% para uma bateria Chumbo-ácido.

Eletrodo

Os eletrodos são os componentes materiais de uma célula eletroquímica capazes de conduzir elétrons e podem ser constituídos por uma parte que fornece suporte estrutural para o material ativo e uma zona reacional rica no material eletroquimicamente ativo. Em uma célula eletroquímica existem dois eletrodos: o anodo, que é a sede da oxidação eletroquímica, funcionando como fonte dos elétrons, e o catodo, que é a sede da redução eletroquímica, funcionando como sorvedouro dos elétrons. Em se tratando de células secundárias (recarregáveis), durante o processo de descarga o anodo é o terminal negativo e o catodo é o terminal positivo, já durante o processo de carga ocorre o inverso, sendo o anodo o terminal positivo e o catodo o terminal negativo da célula.

Eletrólito

Meio material que proporciona o de transporte de íons entre os eletrodos anódico e catódico. Em algumas células, tais como as do tipo chumbo-ácido, o eletrólito pode também participar diretamente nas reações eletroquímicas de carga e descarga.

Equalização

Processo em que se busca igualar o estado de carga das células que compõem uma bateria. Para as baterias de Chumbo-ácido este processo é dimensionado para levar todas as células a carga plena. Alguns tipos de baterias requerem uma descarga total durante o processo de equalização.

Estado de carga

Capacidade remanescente disponível em uma bateria ou célula em determinado momento, expressa como percentagem da capacidade nominal. Em inglês é denominada soc – *state of charge*. Por exemplo, se 25 Ah foram retirados de uma bateria de capacidade nominal de 100 Ah completamente carregada, o novo estado de carga é 75 %. É o valor complementar da profundidade de descarga.

$$\text{estado de carga (\%)} = 100 \times \frac{\text{capacidade remanescente na bateria (Ah)}}{\text{capacidade nominal da bateria (Ah)}}$$

$$\text{profundidade de descarga (\%)} = 100 - \text{estado de carga (\%)}$$

Estado de carga de 100% indica bateria totalmente carregada enquanto que 0% indica totalmente descarregada.

Estratificação

Divisão do eletrólito em camadas de diferentes densidades, sendo mais denso no fundo do vaso e apresentando, como consequência, a redução da capacidade da bateria e a corrosão da parte inferior dos eletrodos (placas). Tal fenômeno é mais significativo em baterias Chumbo-ácido, mas as questões relacionadas à homogeneidade e à uniformidade dos eletrólitos e dos eletrodos condicionam fortemente o desempenho dos vários tipos de baterias. Este efeito obviamente se aplica às baterias estacionárias ou fotovoltaicas, pois nas baterias automotivas e tracionárias a movimentação promove a mistura do eletrólito eliminando naturalmente a estratificação.

Flutuação

Processo de carga que busca manter as baterias ou células com um estado de carga próximo à carga plena, evitando que as mesmas permaneçam por longos períodos com estado parcial de carga. Este processo é importante para baterias de chumbo-ácido, sendo dispensável para as de níquel-cádmio.

Gaseificação[10]

Pode ocorrer em baterias de Chumbo-ácido, sendo também chamada de borbulhamento da bateria, correspondendo à geração de gás em um ou mais de seus eletrodos. A gaseificação ocorre em situação de carga para tensões acima da tensão de flutuação (e, portanto, também superiores a tensão nominal), caracterizando uma situação de sobrecarga, na qual toda a corrente elétrica passa a ser consumida no processo da eletrólise da água presente no eletrólito, o que resulta na formação de bolhas de Hidrogênio (H_2) e de Oxigênio (O_2). A persistência desse processo leva à perda de eletrólito e ao aumento da resistência interna da bateria, bem como ao incremento dos processos corrosivos que podem danificá-la irreversivelmente.

Grade

Estrutura condutora que suporta o material ativo de uma placa, mas que não participa quimicamente da reação de carga/descarga.

Material ativo

Constituinte de uma célula que participa diretamente da reação eletroquímica de carga e descarga. A capacidade de armazenamento de uma bateria é função da quantidade (massa) de material ativo que ela contém.

Placa

Montagem do material ativo e, em alguns casos, uma grade de suporte. As placas formam os eletrodos anódico e catódico de uma célula.

Polarização

Redução do valor do potencial de uma célula eletroquímica ou de seus eletrodos, a partir dos seus respectivos valores de equilíbrio, em função da passagem de corrente elétrica devido ao acoplamento de uma carga (impedância). Nos eletrodos, quando da conexão de cargas elétricas externas à célula, aparecem sobrepotenciais (ou sobretensões) – definido como a diferença entre o potencial real instantâneo de um eletrodo, numa certa circunstância, e o potencial de equilíbrio do eletrodo – que promovem a redução dos respectivos potenciais e estão associados a fenômenos reacionais e de transferência de massa. Em geral, em baixas densidades de corrente elétrica ocorre o predomínio da polarização por ativação devida à barreira de energia de ativação que limita o processo de transferência de elétrons no eletrodo, ao passo que em altas densidades de corrente é o processo difusivo de transporte de massa que se torna predominante, resultando na polarização por concentração. Além disso, sob diversas circunstâncias, pode haver um retardamento do processo

[10] Também chamada de gaseio por alguns autores.

eletroquímico global como resultado das resistividades dos materiais constituintes dos eletrodos e do eletrólito, notadamente àquela relacionada à baixa concentração iônica do eletrólito, as quais resultam na polarização ôhmica.

Profundidade de descarga

A profundidade de descarga indica, em termos percentuais, quanto da capacidade nominal da bateria foi retirado a partir do estado de plena carga. Em inglês é denominada dod – *depth of discharge*. Por exemplo, a remoção de 25 Ah de uma bateria de capacidade nominal de 100 Ah resulta em uma profundidade de descarga de 25 %. É o valor complementar do estado de carga.

Deve-se observar que, sob certas condições, tais como taxas de descarga inferiores à que foi utilizada para especificar a bateria, a profundidade de descarga pode exceder os 100 %.

Segundo alguns fabricantes de baterias de níquel-cádmio, estas podem ser totalmente descarregadas e recarregadas sem sofrerem alteração no seu desempenho. Já as de chumbo-ácido possuem restrições quanto a descargas profundas. A profundidade de descarga da bateria chumbo-ácido a ser considerada em um projeto depende do tipo construtivo da mesma. Baterias chamadas OPzS e OPzV[11] aceitam até 80% de profundidade de descarga máxima enquanto baterias estacionárias comuns não devem passar de 50%. Quanto maior a profundidade de descarga, menor a quantidade de ciclos que a bateria chumbo-ácido vai apresentar em sua vida útil.

Separador

Material eletricamente isolante, microporoso e permeável ao fluxo de íons, usado para evitar o contato direto entre as placas que formam a célula.

Sobrecarga

Fornecimento de corrente elétrica a uma célula após a mesma ter atingido a carga plena. A sobrecarga não aumenta a disponibilidade de energia na célula ou bateria e pode resultar na gaseificação (borbulhamento) ou no sobreaquecimento da mesma, ambos possuindo reflexos negativos na vida útil do dispositivo. Em baterias com eletrólitos aquosos esta situação implica na perda de água.

Sulfatação

Formação e deposição de cristais de sulfato de Chumbo sobre as placas de uma bateria de Chumbo-ácido. Pode ser causada por se deixar este tipo de bateria descarregada por prolongados

[11] As baterias OPzS e OPzV são baterias Chumbo-ácido projetadas para descarga profunda, que possuem placas positivas tubulares envelopadas por separadores porosos e seus elementos apresentam-se em capacidades que variam de 150 a 4.000Ah. As baterias OPzS apresentam eletrólito líquido, e por isso são contidas em vasos transparentes para acompanhamento do nível do eletrólito, necessitando de reposição periódica de água destilada. As baterias OPzV são reguladas a válvula, apresentam eletrólito imobilizado na forma de gel, não requerem manutenção e podem ser instaladas na posição horizontal. Ambas serão descritas posteriormente no item 4.3.3.4.

períodos de tempo ou por submetê-la a severos e repetidos processos de descarga, podendo resultar, por exemplo, no aumento da resistência interna da bateria.

Taxa de carga

Valor de corrente elétrica aplicado a uma célula ou bateria durante o processo de carga. Esta taxa é normalizada em relação à capacidade nominal da célula ou bateria. Por exemplo, uma bateria de 500 Ah de capacidade nominal, com um intervalo de carga de 10 horas a corrente constante, tem sua taxa de carga expressa da seguinte forma:

$$\frac{\text{Capacidade Nominal}}{\text{Intervalo de Carga}} = \frac{500\ \text{Ah}}{10\ \text{h}} = 50\ \text{A} = \text{taxa C/10}$$

Da mesma forma, podem ser expressas diferentes taxas, como C/100 (100 h), C/20 (20 h) etc. A capacidade de uma bateria varia de acordo com a taxa de carga/descarga, conforme mostrado na Figura 4.15, onde se pode observar que a capacidade de uma bateria Chumbo-ácido (ver item 4.3.3) aumenta de forma não linear quando a taxa se reduz (e o número de horas de descarga aumenta). A figura é referenciada à capacidade em C/20, a qual é normalmente usada para o projeto de sistemas fotovoltaicos.

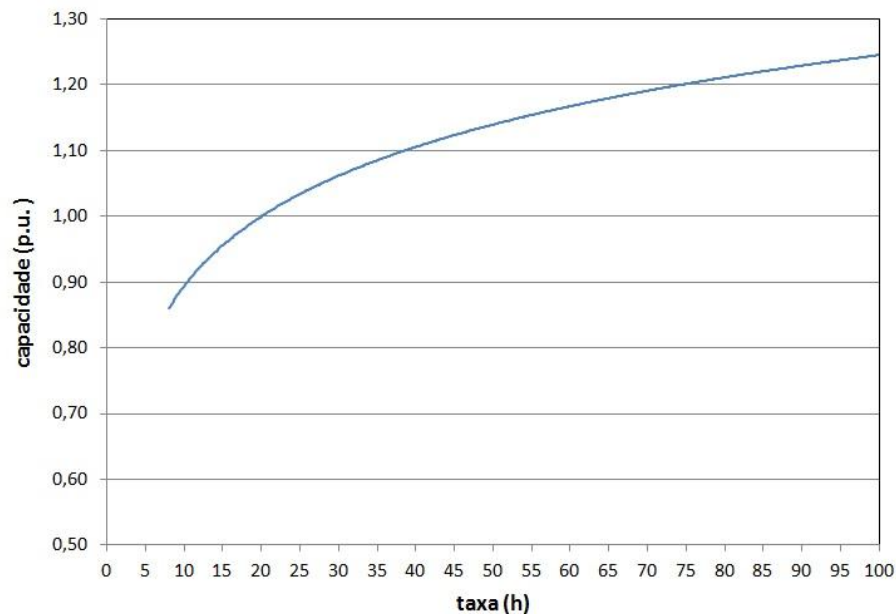



Figura 4.15 – Capacidade de uma bateria Chumbo-ácido em função da taxa de descarga, referenciada à capacidade em C/20 (capacidade @ C/20 = 1,0).

As expressões abaixo são algumas vezes utilizadas para conversão das capacidades nas taxas C/100 e C/10 para a taxa C/20 (válido para baterias Chumbo-ácido), quando outras informações não são disponíveis.

$$C/20(Ah) = 1{,}1 \cdot C/10(Ah) \tag{4.12}$$

$$C/20(Ah) = 0{,}9 \cdot C/100(Ah) \tag{4.13}$$

Como a eficiência coulômbica das baterias é inferior a 100 %, o tempo necessário para recarregá-las completamente em determinada taxa é maior que o indicado para a sua descarga com a mesma taxa.

Ao invés da taxa expressa por C/n aqui apresentada, é também possível, embora incomum, utilizar uma forma alternativa expressa por E/n, com base em energia (Wh) e potência (W), de forma totalmente análoga à apresentada.

Taxa de descarga

Valor de corrente elétrica durante o processo de descarga de uma célula ou bateria. Esta taxa pode ser expressa em amperes, mas é mais comumente encontrada normalizada pela capacidade nominal da bateria (ver taxa de carga).

Tensão de circuito aberto

Tensão (ou potencial, daí ser referido também como potencial de circuito aberto) nos terminais de uma célula ou bateria para um determinado estado de carga e a uma determinada temperatura, na condição em que não há corrente entre os terminais.

Tensão de corte

Valor de tensão em que a descarga da bateria é interrompida. Pode ser especificada em função das condições operacionais ou pode ser o valor determinado pelos fabricantes como tensão de final de descarga, a partir da qual danos irreversíveis podem ser causados à bateria.

Tensão de final de carga

Tensão da célula ou bateria na qual o processo de carga é interrompido por supor-se que a carga atingida é suficiente, ou que a bateria ou célula esteja plenamente carregada.

Tensão nominal

Tensão média de uma célula ou bateria durante o processo de descarga com uma determinada taxa de descarga a uma determinada temperatura.

Terminais

Pontos de acesso externo das baterias, que permitem a sua conexão elétrica.

Vida útil

A vida útil de uma bateria pode ser expressa de duas formas: número de ciclos ou período de tempo, dependendo do tipo de serviço para o qual a bateria foi especificada.

Para o primeiro caso, a vida útil é o número de ciclos, com uma determinada profundidade de descarga, a que uma célula ou bateria pode ser submetida antes de apresentar falhas em satisfazer as especificações. Este número, também chamado de vida cíclica, depende da profundidade de descarga do ciclo, da corrente de descarga e da temperatura de operação. Em sistemas fotovoltaicos, normalmente os ciclos carga/descarga são diários, de forma que o número de ciclos de vida corresponde ao número de dias de serviço.

Nas baterias de Chumbo-ácido, o fim de sua vida útil é geralmente tomado como o instante em que a célula, estando totalmente carregada, pode fornecer apenas 80 % da sua capacidade nominal. Esta perda permanente de 20 % está relacionada com a ciclagem e com a idade da bateria.

Em cada ciclo de uma célula, pequenas quantidades de material ativo são desprendidos dos eletrodos e depositados no fundo do vaso. Uma vez que este material separou-se do eletrodo, ele não pode ser utilizado novamente, reduzindo, assim, a capacidade da célula.

A capacidade de uma bateria também é permanentemente reduzida pelo seu envelhecimento, que está diretamente relacionado com a temperatura de operação/armazenamento e a forma de armazenamento das células.

Procedimentos que contribuem para o aumento da vida útil da bateria são: manutenção do estado de carga em baterias de Chumbo-ácido (equalização e flutuação), operação em ambientes de temperatura controlada, controle de sobrecargas e sobredescargas etc.

4.3.2 – Baterias recarregáveis

Como visto anteriormente, baterias recarregáveis são aquelas que apresentam uma constituição química que permite reações reversíveis. Com o auxílio de uma fonte externa, pode-se recuperar a composição química inicial e deixá-la pronta para um novo ciclo de operação. De acordo com a aplicação, elas podem ser classificadas como:

Automotivas - também conhecidas em língua inglesa como SLI (*starting, lighting, ignition*), são baterias projetadas fundamentalmente para descargas rápidas com elevadas taxas de corrente e com reduzidas profundidades de descarga. Esta condição é típica na partida de motores de combustão interna. Tem maior número de placas e placas mais finas, em relação aos outros tipos. Não são adequadas ao uso em sistemas fotovoltaicos, pois tem baixa vida útil para operação em regime de ciclagem.

Tração - indicadas para alimentar veículos elétricos como, por exemplo, empilhadeiras, e são projetadas para operar em regime de ciclos diários com descarga profunda e taxa de descarga moderada (C/6). Possuem liga de Chumbo com alto teor de Antimônio e apresentam alto consumo de água.

Estacionárias - são direcionadas tipicamente para aplicações em que as baterias permanecem em regime de flutuação e são solicitadas ocasionalmente para ciclos de carga/descarga. Esta condição é típica de sistemas de *no-break* ou UPS. Tem baixo Antimônio e baixo consumo de água.

Fotovoltaicas - são projetadas para ciclos diários de profundidade rasa a moderada com taxas de descarga reduzidas (C/20) e devem suportar descargas profundas esporádicas devidas à ausência de geração (dias nublados).

As baterias recarregáveis também podem ser diferenciadas quanto à forma de confinamento do eletrólito em:

Baterias abertas - também denominadas algumas vezes de ***ventiladas*** (*vented*), são baterias que necessitam de verificação periódica e eventual correção do nível do eletrólito. Seu eletrólito é líquido e livre (não é confinado no separador) e, por esta razão, devem trabalhar na posição vertical. As baterias Chumbo-ácido desta tecnologia são denominadas em língua inglesa de FLA – *flooded lead acid*, ou de FVLA – *free vented lead acid*, ou ainda apenas de VLA. Admitem operar com taxas até C/5.

B***aterias seladas*** - possuem o eletrólito confinado (absorvido) no separador ou sob a forma de gel. Elas também são conhecidas como "livres de manutenção" porque não necessitam de adição de água. Os usuários ligados a aplicações em telecomunicações costumam denominá-las de baterias "reguladas a válvula". As baterias chumbo ácido desta tecnologia são denominadas em língua inglesa de VRLA – *valve regulated lead acid*, sendo que, quando o eletrólito é absorvido numa manta de vidro porosa que serve de separador, são denominadas AGM – *absorbed glass matt*, enquanto que aquelas com eletrólito gel são muitas vezes do tipo OPzV (item 4.3.3.4). Baterias com eletrólito em gel admitem apenas taxas reduzidas, até C/20. Baterias chumbo-ácido similares às abertas vem sendo vendidas no Brasil como seladas, devido aos motivos detalhados posteriormente (item 4.3.3.2).

Os principais atributos para avaliação de baterias recarregáveis são: densidade de energia (volumétrica ou por peso), eficiência, capacidade, vida cíclica, taxa de autodescarga, reciclabilidade dos materiais e custo.

A eficiência das baterias recarregáveis depende de muitos fatores, dentre os quais se destacam: estado de carga, temperatura de operação, taxas de carga e descarga, além da idade.

Os fatores mais importantes que afetam o desempenho, a capacidade e a vida útil de qualquer bateria recarregável são: profundidade de descarga (por ciclo), temperatura, número de ciclos, controle da carga/descarga e manutenção periódica. A seguir, são detalhados estes fatores.

4.3.2.1 Profundidade de descarga, número de ciclos e temperatura

A profundidade de descarga e a temperatura são os parâmetros mais comumente usados pelos fabricantes de células para estimar a capacidade de vida cíclica da bateria. A Figura 4.16 ilustra os

efeitos da profundidade de descarga e da temperatura de operação na vida cíclica das células secundárias. Os valores da curva são indicativos e dão uma noção do comportamento dos parâmetros para as diversas baterias disponíveis. Recomenda-se, no entanto, que as especificações dos fornecedores sejam sempre consultadas, para se ter uma idéia mais precisa dos mesmos, já que esses parâmetros podem variar muito em função da tecnologia e do modelo da bateria.

A vida cíclica está inversamente relacionada com a profundidade de descarga e a temperatura. A capacidade de qualquer bateria secundária degrada-se mais rapidamente quando a temperatura de operação da bateria e a profundidade de descarga aumentam. Conforme já mencionado, as normas consideram o fim da vida útil de uma bateria Chumbo-ácido como o momento em que a capacidade remanescente da bateria é de 80% de sua capacidade nominal.

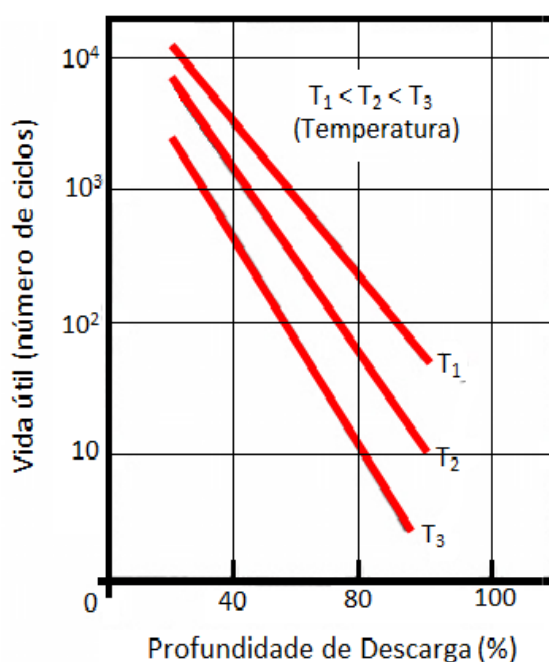



Figura 4.16 – Curvas típicas do efeito da profundidade de descarga e da temperatura na vida útil da bateria. Fonte: (IMAMURA; HELM; PALZ, 1992).

4.3.2.2 – Técnica e modo de operação do controle de carga

O carregamento é uma operação crítica, que afeta diretamente a vida útil da bateria. O objetivo principal de um sistema de controle de carga é carregar a bateria eficientemente, evitando os efeitos prejudiciais do excessivo carregamento. As Figuras 4.17 e 4.18 mostram, respectivamente, curvas típicas de carga e descarga de células de chumbo-ácido abertas.

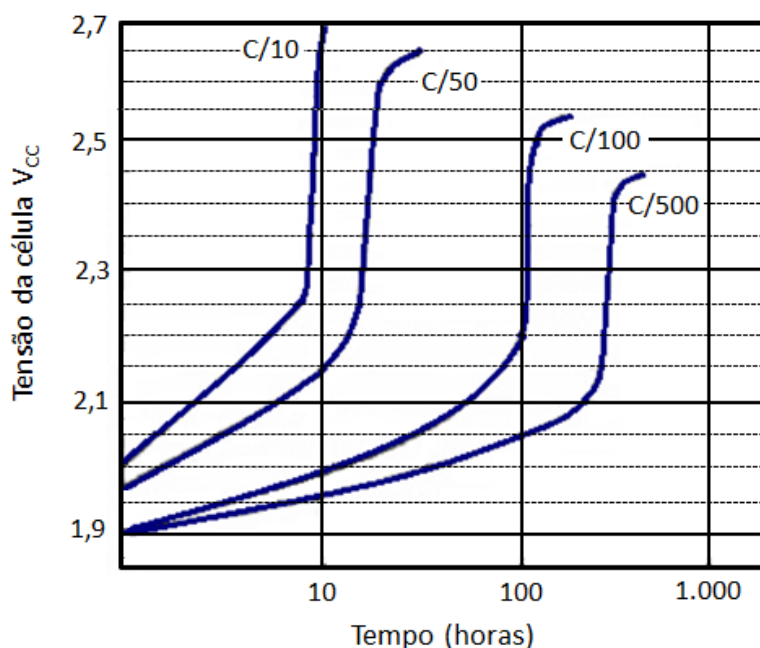



Figura 4.17 – Perfil típico da tensão durante o carregamento de uma célula Chumbo-ácido aberta, com várias taxas de carga. Fonte: (IMAMURA; HELM; PALZ, 1992).

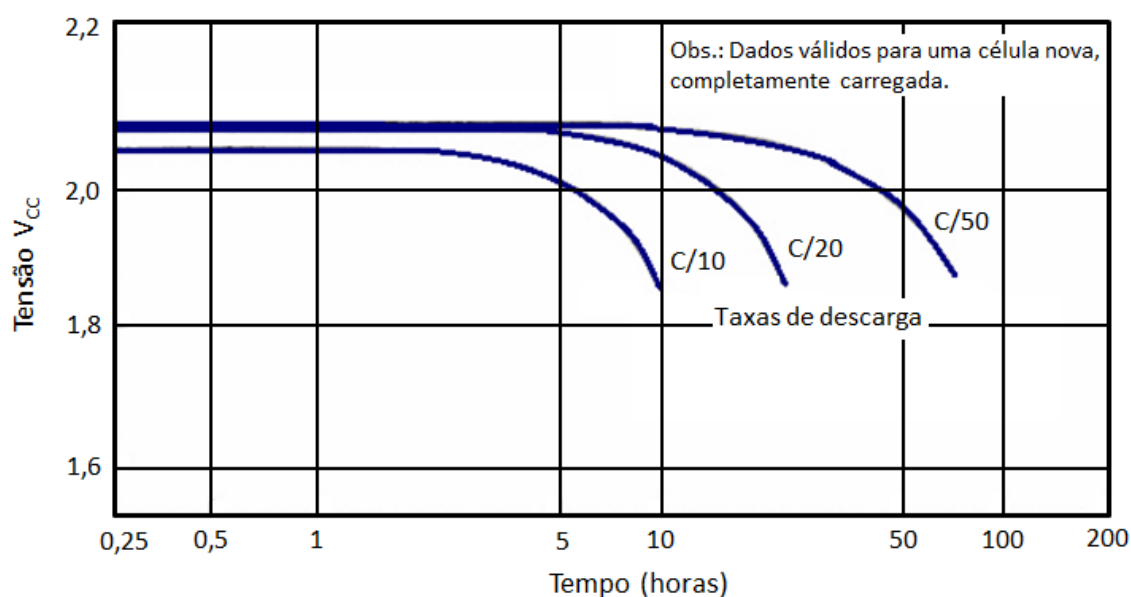



Figura 4.18 – Perfil típico da tensão durante o processo de descarga de uma célula Chumbo-ácido aberta, com várias taxas de descarga. Fonte: (IMAMURA; HELM; PALZ, 1992).

A produção dos gases oxigênio (O_2) e hidrogênio (H_2) em uma célula Pb-H_2SO_4 ocorre principalmente durante o processo de carga, mas também pode ocorrer durante uma descarga normal da bateria. As células de Chumbo-ácido abertas podem resistir a uma quantidade moderada de sobrecarregamento, desde que os gases produzidos possam escapar através de orifícios de ventilação. Entretanto, tanto a produção de oxigênio quanto as reações de recombinação são exotérmicas, resultando no consequente aumento da temperatura da bateria, de forma que é desejável que os controladores de carga sejam dotados de sensor de temperatura. Lembramos que aumentando a

temperatura da célula, aumenta-se também a taxa de degradação, tanto dos eletrodos, quanto dos separadores, reduzindo então a vida útil da bateria.

4.3.2.3 - Manutenção periódica do estado de carga

A maioria dos sistemas fotovoltaicos isolados tende a operar por dias ou até mesmo semanas sem o completo recarregamento das baterias, devido à falta de energia solar. A falta de recarregamento apropriado durante os períodos de tempo encoberto contribui para a redução da vida útil da célula, principalmente para as baterias de chumbo-ácido.

4.3.3– Baterias Chumbo-ácido

A bateria Chumbo-ácido foi inventada em 1859 por Planté[12], sendo que as células originalmente por ele desenvolvidas, apesar da mesma eletroquímica, tinham, entretanto, detalhes construtivos diferentes dos adotados atualmente, pois eram constituídas por placas planas de Chumbo puro sólido

As células Chumbo-ácido são a tecnologia de armazenamento de energia de menor custo por Wh atualmente disponível no mercado para aplicação em sistemas fotovoltaicos.

Hoje em dia as baterias Chumbo-ácido são constituídas utilizando dióxido de chumbo[13] (PbO_2) como material ativo da placa (eletrodo) catódica e chumbo metálico (Pb), numa estrutura porosa altamente reativa (chumbo esponjoso), como material ativo da placa (eletrodo) anódica. Estas placas são imersas em uma solução diluída de ácido sulfúrico (H_2SO_4), que constitui o eletrólito (mistura, em geral, de 27-37 % de ácido sulfúrico e 73-63% de água, em volume).

Durante a descarga, o ácido sulfúrico reage com os materiais ativos das placas, produzindo água, que dilui o eletrólito. Durante o carregamento, o processo é revertido; o sulfato de Chumbo ($PbSO_4$) de ambas as placas, formado durante a descarga, é novamente transformado em Chumbo “esponjoso”, dióxido de Chumbo (PbO_2) e ácido sulfúrico (H_2SO_4).

A densidade do eletrólito varia durante o processo de carga e descarga e valores típicos para climas frios são apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5–Densidade do eletrólito H_2SO_4 (valores típicos a 25°C).

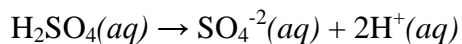
Condição da célula	Densidade (g/cm^3)
Completamente descarregada	1,12
Completamente carregada	1,28

A densidade do H_2SO_4 concentrado é de 1,834 g/cm^3 (@ 25°C), enquanto que a da água é de 1,00 g/cm^3. Pela mistura em diferentes proporções, pode-se obter todos os valores intermediários de densidade. Para operação em climas quentes, como é o caso do Brasil, os fabricantes reduzem a

[12] Raymond Gaston Planté (1834-1889), cientista francês.
[13] O PbO_2 também é chamado de óxido de Chumbo IV.

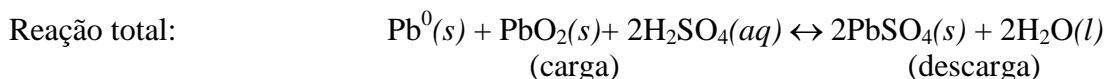
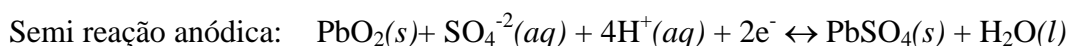
densidade do eletrólito (reduzindo a concentração de H_2SO_4), utilizando 1,20 a 1,24 g/cm^3 (bateria carregada), enquanto que para operação em climas mais frios, como os EUA, a densidade é aumentada, podendo ser de 1,28 g/cm^3 ou até mesmo atingir 1,30 g/cm^3.

O ácido sulfúrico em solução aquosa, na verdade, sofre dissociação eletrolítica e fica sob forma iônica, conforme a reação abaixo.

$$H_2SO_4(aq) \rightarrow SO_4^{-2}(aq) + 2H^+(aq)$$

A reação química reversível básica em uma bateria Chumbo-ácido é dada por:

Semi reação anódica: $PbO_2(s) + SO_4^{-2}(aq) + 4H^+(aq) + 2e^- \leftrightarrow PbSO_4(s) + H_2O(l)$

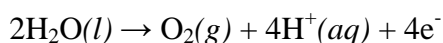
Semi-reação catódica: $Pb^0(s) + SO_4^{-2}(aq) \leftrightarrow PbSO_4(s) + 2e^-$

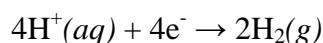
Reação total: $Pb^0(s) + PbO_2(s) + 2H_2SO_4(aq) \leftrightarrow 2PbSO_4(s) + 2H_2O(l)$
(carga) (descarga)

Quando a bateria está sendo descarregada, a reação ocorre no sentido da esquerda para a direita, enquanto que durante a recarga se dá no sentido inverso. Na descarga, ambas as placas igualam-se quimicamente, transformando-se em sulfato de Chumbo ($PbSO_4$).

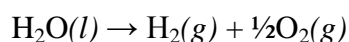
Quando a bateria é descarregada (sentido da esquerda para a direita na reação acima) o material ativo aumenta de volume nas placas, pois o $PbSO_4$ ocupa um volume de 1,5 vezes o do PbO_2 e de 3 vezes o do Pb^0. Com isso, surgem tensões mecânicas que tendem a causar o desprendimento de material ativo, principalmente na placa positiva. Além de representar perda de material ativo, isso resulta em sedimentação no fundo do vaso, o que acaba por atingir as placas, causando curto-circuito entre elas e inutilizando a bateria.

O balanço de massa na reação é de ~12 g/Ah, de forma que, considerando uma tensão nominal de 2 V, teríamos uma densidade energética teórica de ~167 Wh/kg. Na prática, o valor real é bem menor, entre 20 e 40 Wh/kg, conforme mostrado na Tabela 4.4.

Durante a carga da bateria, enquanto a bateria ainda está num baixo estado de carga, uma pequena fração da corrente produz na placa positiva (anodo) a dissociação da água, produzindo Oxigênio (O_2) de acordo com a reação secundária abaixo. Este efeito se intensifica quando a placa positiva já está 70% carregada.

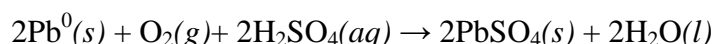
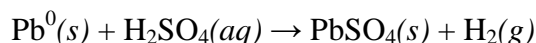
$$2H_2O(l) \rightarrow O_2(g) + 4H^+(aq) + 4e^-$$

Durante a carga, a placa negativa (catodo) adianta (carrega mais rápido) em relação à placa positiva, e quando já está 90% carregada, a reação secundária de redução do Hidrogênio (H_2), mostrada abaixo, passa a consumir parte da corrente na placa negativa:

$$4H^+(aq) + 4e^- \rightarrow 2H_2(g)$$

Quando a placa negativa já está totalmente carregada, então passa apenas a produzir Hidrogênio até que a placa positiva também atinja o mesmo estado de carga. Quando a célula já está completamente carregada e há predominância de Chumbo metálico e dióxido de Chumbo na composição química, começa a ocorrer somente a produção dos gases hidrogênio (H_2) e Oxigênio (O_2), por eletrólise da água, além de dissipação sob forma de calor que provoca o aquecimento da bateria. Isto acontece porque todo o material ativo das placas positivas foi completamente utilizado, de maneira que elas não são mais capazes de converter a corrente de carga em energia eletroquímica. Neste momento, a tensão da célula torna-se maior do que a tensão de gaseificação (eletrólise - cerca de 2,39 V por célula) e têm início as reações de sobrecarregamento, acelerando a produção de H_2 e O_2 (borbulhamento) e a consequente perda de água. A equação a seguir mostra a reação química da eletrólise (soma das duas reações acima).

$$H_2O(l) \rightarrow H_2(g) + ½O_2(g)$$

No borbulhamento a produção de H_2 é de 0,418 L por Ah e a de O_2 é de 0,209 L/Ah, correspondendo a uma perda de água de 0,336 mL/Ah. Nas células Chumbo-ácido seladas esta reação tem que ser controlada, o que é às vezes feito por meio de recombinação do Hidrogênio (H_2) com o Oxigênio (O_2), por meio de válvulas catalíticas (ver item 4.3.3.3), de forma a impedir o acúmulo do Hidrogênio (H_2), bem como a perda de água.

As bolhas de gases produzidas durante o borbulhamento também tem o efeito adicional de contribuir para a erosão das placas, principalmente a placa positiva, e a perda de material ativo, o qual sedimenta no fundo do vaso. O fenômeno do borbulhamento, porém, tem o efeito benéfico de agitar o eletrólito e eliminar a estratificação.

As principais reações de autodescarga da bateria Chumbo-ácido ocorrem na placa negativa e são apresentadas abaixo. Em regime de flutuação, a corrente de flutuação na bateria deve ser igual à corrente representada por estas reações. A taxa de autodescarga depende da idade do elemento e da temperatura.

$$Pb^0(s) + H_2SO_4(aq) \rightarrow PbSO_4(s) + H_2(g)$$
$$2Pb^0(s) + O_2(g) + 2H_2SO_4(aq) \rightarrow 2PbSO_4(s) + 2H_2O(l)$$

Um elemento de bateria pode ser modelado conforme o circuito elétrico mostrado na Figura 4.19, onde R_i representa a resistência interna enquanto que V_e representa a tensão em aberto do elemento ideal. Ambos os parâmetros R_i e V_e são dependentes de detalhes construtivos como a densidade do eletrólito e a espessura e a liga das placas. Além disso, eles não tem valores fixos, mas dependem da temperatura e do estado de carga do elemento. V_{bat} é a tensão externa nos terminais da

bateria. Como já visto, quando a bateria é carregada, há produção de ácido sulfúrico, que é liberado do eletrólito, aumentando a concentração de portadores de carga (íons), reduzindo assim a R_i e aumentando a V_e. Durante a descarga ocorre o efeito inverso.

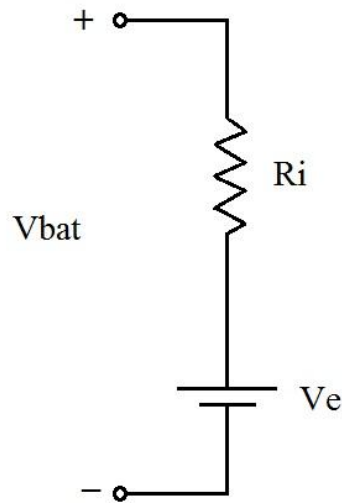



Figura 4.19 – Modelo de circuito de um elemento de bateria.

A tensão V_{bat} se reduz a V_e quando o elemento está em aberto, porém, quando está sob corrente, surge o efeito de R_i, que consiste em produzir uma perda de energia e também queda de tensão. O elemento aquece, pela dissipação de potência $R_i \times (I_{bat})^2$, mas este efeito é muito pequeno nos níveis de corrente usados em sistemas fotovoltaicos, de forma que, em nosso caso, a bateria em bom estado e em operação normal (excetua-se aqui a carga de equalização) funciona praticamente à temperatura ambiente. Na descarga, R_i reduz a tensão disponível nos terminais externos da bateria, enquanto que durante a recarga, reduz a tensão de recarga disponível para o elemento, conforme a Equação 4.14.

$$V_{bat} = I_{bat} \times R_i + V_e \qquad (4.14)$$

Onde:
V_{bat} (V) – tensão nos terminais do elemento;
I_{bat} (A) – corrente no elemento, considerada positiva na recarga (entrando no elemento) e negativa na descarga (saindo do elemento);
Ri (Ω) – resistência interna do elemento;
V_e(V) – tensão do elemento ideal (sem resistência)

Num trabalho do Cepel contemplando um lote de 840 baterias sem manutenção tipo monobloco de 12V, para SFIs, de duas capacidades (e dois diferentes fabricantes), foram levantados os valores médios das resistências internas (R_i) para baterias em bom estado, totalmente carregadas, mostrados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Exemplos de resistências internas (Ri) de dois modelos de baterias sem manutenção. Fonte: (GALDINO, 2010).

Capacidade (Ah)	Resistência (mΩ)
150	2,64
170	2,40

Alguns autores apresentam a equação empírica (4.15) relacionando densidade do eletrólito à tensão V_e, válida para a tensão de circuito aberto em repouso.

$$V_e = \rho + 0{,}84 \quad (4.15)$$

Onde:
ρ (g/cm^3) – densidade do eletrólito;
0,84 – constante.

A construção básica de uma célula não-selada é mostrada na Figura 4.20. A grade[13] consiste de uma estrutura feita de Chumbo metálico (sólido), que suporta o material ativo das placas e conduz corrente elétrica. O material tradicionalmente usado para fabricação das grades de Chumbo é uma liga de Chumbo-Antimônio, embora outras ligas, em especial ligas de Chumbo-Cálcio, também têm sido utilizadas, por terem características adequadas a certas aplicações. Cada célula contém um conjunto de placas positivas conectadas eletricamente em paralelo, e um outro conjunto de placas negativas, conectadas da mesma forma, ambos os conjuntos intercalados e imersos no eletrólito.

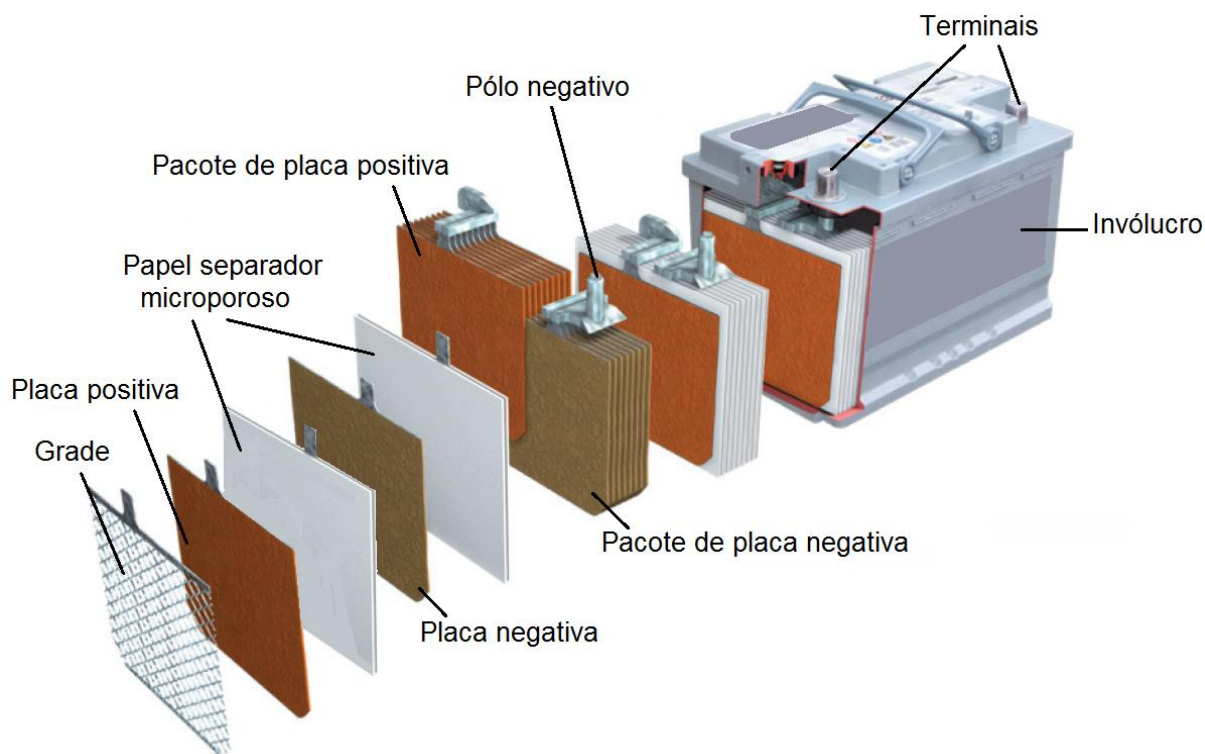



Figura 4.20 – Vista explodida mostrando as principais partes constituintes de uma célula eletroquímica. Fonte: (ZOBAA, 2013).

[13] A grade é também chamada de grelha por alguns fabricantes.

Para impedir o contato entre as placas positivas e negativas e, consequentemente, o curto-circuito da célula, utilizam-se isolantes finos, chamados de separadores. Estes separadores, feitos de material isolante poroso, permitem a livre passagem do eletrólito entre as placas, ao mesmo tempo em que impedem o contato físico entre elas. Em muitos casos, os separadores assumem a forma de envelopes e assim também ajudam a fixar o material ativo nas placas.

A utilização de ligas de Chumbo com outros elementos nas placas positivas permite modificar algumas propriedades das baterias, sendo mais utilizadas as ligas de Chumbo-Cálcio (Pb-Ca) e Chumbo-Antimônio (Pb-Sb). É interessante observar que a dopagem do Chumbo com outros elementos não tem influência na reação principal da bateria, mas apenas nas reações secundárias, que já foram apresentadas acima, além de em suas propriedades mecânicas.

O Antimônio (Sb) é um componente de liga que aumenta a resistência mecânica da placa, evitando a perda de material ativo durante a ciclagem e tornando assim as baterias mais resistentes a descargas profundas. Em compensação, por diminuir a tensão de borbulhamento, acelera a reação de decomposição da água (eletrólise) contida no eletrólito, que é a razão pela qual as baterias abertas devem ter água adicionada periodicamente. Atualmente, as ligas ditas de alto Antimônio, usadas em aplicações tracionárias, apresentam um teor deste de ~6 %. As de baixo Antimônio, que é o caso das baterias estacionárias e fotovoltaicas, tem um teor de $\leq$2%, normalmente contendo também uma pequena quantidade (~0,02%) de Selênio (Se).

Com o objetivo de reduzir a decomposição da água na bateria, durante o seu carregamento, ligas de Chumbo-Cálcio (Pb-Ca) também têm sido utilizadas. O teor de Cálcio é baixo, inferior a 0,1 %, podendo conter também estanho (Sn) e Prata (Ag). A vida cíclica das baterias Pb-Ca é inferior às de Pb-Sb. No Brasil, a principal aplicação da liga de Chumbo-Cálcio tem sido as baterias automotivas que, em geral, são vendidas como “livres de manutenção”.

Os eletrodos negativos tem pouca variação sendo, praticamente em todos os tipos de baterias Pb-ácido, constituídos por placas planas de Pb esponjoso.

Entre os parâmetros de projeto considerados pelo fabricante da bateria para cada aplicação estão: número de placas, espessura das placas, liga das placas positivas, densidade do material ativo, projeto das placas positivas, densidade do eletrólito, quantidade de eletrólito e tipos de separadores.

Os tipos de bateria de Chumbo-ácido mais adequados aos sistemas fotovoltaicos isolados são conhecidos como baterias solares ou baterias fotovoltaicas. Historicamente, os tipos de baterias de Chumbo-ácido mais comumente utilizadas no Brasil para esta aplicação são as baterias sem manutenção com liga de Chumbo-Cálcio nas placas positivas, semelhantes (mas não iguais) às automotivas. Também tem sido usadas, em menor escala, baterias seladas com eletrólito absorvido e baterias abertas com liga de baixo Antimônio nas placas positivas. Mais recentemente, baterias de

Chumbo-ácido estacionárias com placas tubulares (OPzS e OPzV) começaram a entrar também neste segmento do mercado no Brasil.

4.3.3.1 - Baterias abertas com liga de baixo-Antimônio nas placas positivas

A característica principal destes tipos de baterias é que elas possuem placas positivas feitas de uma liga de Chumbo com baixo Antimônio (cerca de 1 a 3 %) além de possivelmente uma pequena quantidade de Selênio. São compostas por células não-seladas, possuem placas planas empastadas de média espessura e estão contidas em um vaso feito de plástico transparente para facilitar a inspeção visual do nível do eletrólito de cada célula e das condições físicas das placas e separadores.

O uso do Antimônio e de placas de média espessura aumenta a vida cíclica das células para descargas profundas, mas reduz a tensão de borbulhamento. A baixa porcentagem de Antimônio minimiza o efeito da gaseificação e da autodescarga.

Uma vantagem das células não-seladas é que a bateria pode ser fornecida a seco e o eletrólito pode ser adicionado no local da instalação. No caso da bateria ter sido fornecida a seco, não há possibilidade de ocorrer sulfatação, resultante da autodescarga. Além disso, não haverá maiores problemas se a bateria for virada.

Embora este tipo de bateria seja projetado para operar em ciclos profundos, esta nunca deve ser totalmente descarregada. Precauções, como o uso de controlador de carga com função de proteção contra descarga excessiva (LVD, ver item 4.5), que impede a ocorrência de descargas abaixo de um determinado valor, devem ser tomadas, para evitar que isto aconteça.

O principal inconveniente de uso de uma bateria com baixo-Antimônio aberta em sistemas fotovoltaicos é que, apesar da pouca necessidade de manutenção, ela necessita ser feita regularmente, para evitar danos permanentes. Isto envolve verificar o nível do eletrólito e preenchê-lo, quando necessário, com água destilada ou deionizada.

Outra desvantagem das baterias abertas é a névoa ácida produzida pelo borbulhamento excessivo, que flui através dos orifícios de ventilação e se deposita em superfícies próximas. Pelo fato de ser ácida, esta névoa danifica as partes metálicas dos contatos elétricos dos terminais.

4.3.3.2 - Baterias sem manutenção

As baterias fotovoltaicas sem manutenção usam uma liga de Chumbo-cálcio (Pb-Ca) nas placas positivas, o que minimiza a taxa de gaseificação a ponto de não ser necessário preencher o eletrólito regularmente com água. O único requisito de manutenção é que os terminais precisam ser limpos a cada 12 meses. Estas baterias nunca devem ser viradas, pois, se houver derramamento de líquido, será impossível realizar a sua reposição.

O efeito do Cálcio é praticamente oposto ao Antimônio: reduz o consumo de água, mas, por outro lado, também reduz a vida útil em regime de ciclagem. Assim, considera-se que há duas desvantagens das baterias livres de manutenção Pb-Ca quando instaladas em sistemas fotovoltaicos. Uma é a já citada reduzida vida-cíclica para ciclos profundos, quando comparadas com as de placas positivas de baixo Antimônio. A outra característica que pode ser considerada como desvantagem é que elas são sempre fornecidas com eletrólito. Isto aumenta o risco de deterioração durante o período de armazenamento e/ou distribuição e o eletrólito pode ser perdido se as baterias forem viradas por descuido. Além disso, é necessário recarregá-las periodicamente enquanto estiverem armazenadas, para evitar a ocorrência de sulfatação.

As baterias Pb-Ca tem taxa de autodescarga inferior às de Pb-Sb, que está ligada a um consumo de corrente em flutuação também menor, mas esta característica vantajosa não é considerada importante na aplicação em sistemas fotovoltaicos.

Visualmente, tais baterias são similares às automotivas, contudo, em comparação com as baterias automotivas (SLI), estas baterias fotovoltaicas têm algumas diferenças construtivas: maior quantidade de eletrólito, menor número de placas (mais espessas) em cada célula, maior espaço para sedimentação no fundo do vaso, além de menor densidade do eletrólito.

Este é o tipo de bateria que vem sendo o mais utilizado em Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFIs) no Brasil há muitos anos, do qual existem diversos fabricantes, que fornecem monoblocos de 12V (6 células em série) com capacidades de até 220Ah @ C/20 (no exterior podem ser encontrados monoblocos de maiores capacidades, até 500Ah), sendo encontradas comumente as capacidades de 100Ah, 120Ah, 150Ah e 180Ah. A experiência acumulada indica que a durabilidade delas nos SFIs é de cerca de 4 anos, respeitando uma descarga rasa, ou seja, uma profundidade de descarga máxima inferior a 20% na ciclagem diária.

4.3.3.3 - Baterias seladas

As baterias de Chumbo-ácido seladas reguladas a válvula (VRLA) são bastante utilizadas, porque não necessitam de nenhum tipo de manutenção, além de não haver risco de contato com o eletrólito.

O princípio básico das baterias seladas é usar um ciclo interno de Oxigênio para eliminar a perda de água sob condições normais de operação. As baterias seladas apresentam características específicas para que o ciclo de Oxigênio ocorra. Por isso, o tamanho (capacidade) total das placas positivas é ligeiramente menor do que o das placas negativas. Assim, as placas positivas são totalmente carregadas antes que as placas negativas atinjam este estado. Isto é importante para que somente as placas positivas gaseifiquem; desta forma, apenas Oxigênio gasoso (O_2) é produzido. O Oxigênio gasoso produzido flui através do eletrólito para os espaços das placas negativas onde ele reage para

formar o sulfato de Chumbo e água. Além disso, o carregamento transforma o sulfato de Chumbo em Chumbo e restabelece o balanço químico da célula. O resultado final é que o Oxigênio fica circulando, das placas positivas para as placas negativas, durante o sobrecarregamento, e não é perdido. Este processo só acontece com o Oxigênio. Isto ocorre pelo fato da célula estar limitada positivamente, para impedir as placas negativas de alcançarem o estado de carregamento total e, consequentemente, produzir Hidrogênio, o qual é absorvido muito lentamente. Como parte do ciclo de Oxigênio, deve haver um fluxo livre de gás Oxigênio das placas positivas para as placas negativas.

As células seladas podem resistir a uma completa descarga mais eficientemente do que os outros tipos de célula de Chumbo-ácido. Entretanto, elas devem ser recarregadas o mais rápido possível, para impedir danos permanentes.

Outra tecnologia desenvolvida é o uso de dispositivos de recombinação catalítica, onde o Hidrogênio (H_2) produzido é recombinado com Oxigênio (O_2) e devolvido à célula como água. Tais dispositivos contem como catalisador o Paládio (Pd), numa matriz cerâmica, e fabricantes afirmam que eles têm 98% de eficiência na recuperação do Hidrogênio.

As principais desvantagens das baterias seladas em relação às baterias abertas são: custo e a impossibilidade de serem distribuídas e/ou armazenadas sem o eletrólito. Embora tenham uma baixa taxa de autodescarga, podem ser prejudicadas permanentemente pela sulfatação se forem mantidas sem carregamento por longos períodos. O custo destas baterias pode ser compensado por sua maior capacidade útil, associada à possibilidade de trabalharem com maiores valores de profundidade de descarga.

4.3.3.4 - Baterias estacionárias com placas tubulares (OPzS e OPzV)

As baterias OPzS e OPzV apresentam características construtivas semelhantes, sendo as OPzS (abreviatura da expressão em alemão *Ortsfest Panzerplatte Spezial*) baterias estacionárias com placas positivas tubulares em liga Pb-Sb (baixo Antimônio), contendo eletrólito líquido e separadores especiais, podendo ser caracterizadas como baterias do tipo FLA, enquanto que as OPzV (do alemão *Ortsfest Panzerplatte Verschlossen*), são, por sua vez, baterias estacionárias com placas tubulares, contendo eletrólito (H_2SO_4) imobilizado em um gel e válvulas de segurança, podendo ser caracterizadas como baterias seladas reguladas por válvula (VRLA).

Sua principal diferença com relação aos modelos já descritos nesta seção é a configuração dos eletrodos positivos, constituídos por placas tubulares, que são envolvidas por tubos permeáveis através dos quais o eletrólito circula. A principal função desses tubos é manter a matéria ativa confinada, o que permite um aumento da vida cíclica da bateria. Para uma profundidade de descarga de 80 %, estas baterias podem apresentar vida cíclica superior a 1.500 ciclos. Se comparadas às tecnologias de

armazenamento apresentadas na Tabela 4.4, este valor é superior aos dos demais acumuladores eletroquímicos. A Figura 4.21 apresenta uma vista em corte do tipo de bateria OPzV.

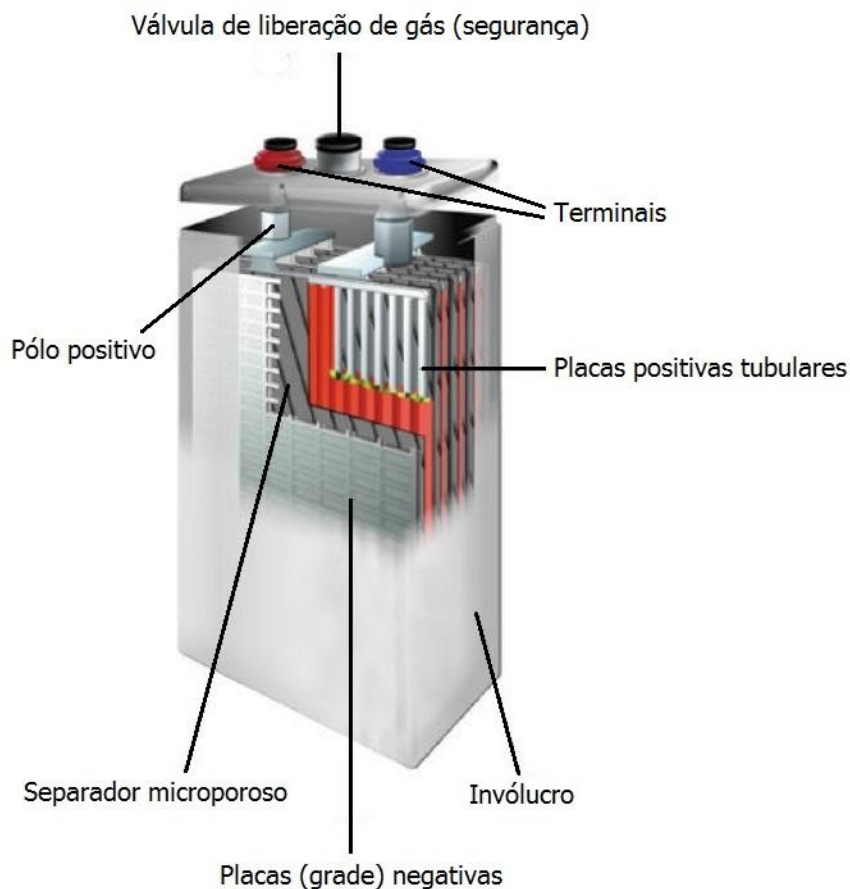



Figura 4.21 – Vista em corte de uma bateria do tipo OPzV. Fonte: (Exide Technologies, 2003).

No caso das baterias OPzV deve-se alertar que os controladores de carga devem operar em tensões mais baixas em relação a outros tipos de baterias Chumbo-ácido, e que elas são muito sensíveis a sobrecargas por não suportarem gaseificação. Alguns autores afirmam que elas apresentam maior custo, porém menor vida útil do que outros tipos de baterias Chumbo-ácido de descarga profunda. Entre as vantagens da bateria OPzV estão:

- Não requerem reposição de água;
- Podem ser usadas em qualquer posição;
- Não tem problemas de estratificação;
- Não liberam gases, não apresentado risco de incêndio/explosão, portanto os requisitos relativos a salas de baterias são menos exigentes, não requerendo ambientes ventilados para sua instalação;
- Não tem problemas de vazamentos de eletrólito, por isso o risco de acidentes envolvendo contato pessoal com ácido (pele, olhos) é praticamente inexistente;
- Tem menos restrições para transporte, podendo inclusive ser transportada via aérea, ao contrário dos demais tipos.

Estas vantagens não são específicas apenas de baterias OPzS, mas também aplicáveis a outros tipos de baterias com eletrólito em gel.

A maior desvantagem das baterias de placas tubulares tipo OPzV e OPzS ainda está relacionada ao seu custo mais elevado, quando comparado ao de outras baterias Chumbo-ácido. Além disso, há poucas indústrias nacionais que fabricam esse tipo de baterias, especialmente a OPzV. No entanto, a maior vida útil, somada a uma leve redução de custos que estas baterias têm experimentado nos últimos anos, vem melhorando sua relação custo-benefício, tornando-as uma opção viável em algumas aplicações, principalmente onde há relativa facilidade de aquisição destes modelos de baterias ou onde a logística para troca de baterias é crítica e custosa.

Tanto a OPzV quanto a OPzS são indicadas para aplicações em locais remotos e de difícil acesso, especialmente onde a capacidade da bateria deve ser elevada (e.g. MIGDIs). As baterias OPzS requerem reposição de água do eletrólito em intervalos de 6 a 12 meses, dependendo da especificação em projeto e da sua utilização, por isso devem ser utilizadas em locais onde haverá manutenção. As baterias OPzV, por sua vez, dispensam manutenção, entretanto são mais sensíveis a temperaturas elevadas: a cada 10^{o}C de elevação da temperatura de operação, a OPzV pode perder metade de sua vida útil.

As baterias OPZs e OPzV normalmente são disponíveis comercialmente no Brasil em células individuais de 2 V com capacidades podendo atingir 4000 Ah. O catálogo de um determinado fabricante nacional, por exemplo, oferece 16 diferentes modelos de células 2 V OPzS, com capacidades de 150Ah a 2500Ah (@C/10). Em função da disponibilidade de capacidades em uma faixa bastante larga que atinge valores bastante elevados, não é necessário associar tais baterias em paralelo nos sistemas fotovoltaicos, o que constitui uma vantagem técnica.

A principal vantagem desta tecnologia seria uma vida útil esperada bem maior de, pelo menos, o dobro das normalmente usadas no Brasil (item 4.3.3.2), ou seja, pelo menos 7 anos para uma profundidade de descarga diária de 40%, muito embora não haja ainda experiência de campo acumulada sobre isso no país, pois esta tecnologia de bateria está sendo usada em sistemas fotovoltaicos no país há relativamente pouco tempo. Por outro lado, como desvantagens, teríamos um custo inicial significativamente mais elevado para o banco de baterias e, no caso das OPzS, necessidade de reposição periódica de água destilada. Especificamente quanto ao custo do banco de baterias, deve-se levar em conta que a análise não pode ser feita somente com base no custo inicial do material, mas sim com base no custo do ciclo de vida, contabilizando custos de transporte e mão de obra (instalação e manutenção), os quais são significativos para sistemas fotovoltaicos implantados em locais de difícil acesso. Por isso, existe tendência atual de utilização de baterias OPzS em tais sistemas fotovoltaicos, cujas características (entre elas, a maior vida útil), em muitos casos supostamente resultam em menor custo de ciclo de vida e maior confiabilidade (SOARES, 2008).

4.3.3.5 - Efeito da temperatura

Ao contrário dos módulos fotovoltaicos, cujas especificações são sempre em 25 °C (STC), a temperatura nominal das baterias não é padronizada. A temperatura nominal de determinada bateria é a adotada pelo respectivo fabricante nas folhas de dados técnicos. Geralmente é de 25°C, mas pode também ser 27°C ou mesmo outros valores.

Sabe-se que a velocidade das reações químicas dobra ou até triplica para um incremento de 10 ºC na temperatura (regra de van't Hoff)[14].

A redução da temperatura causa a redução da mobilidade dos portadores de carga no eletrólito, o que se traduz num aumento da resistência interna (R_i) e redução da capacidade (Ah) da bateria. Segundo alguns autores, tipicamente a capacidade se reduz 1% para cada redução de 1 °C na temperatura. Por isso, observa-se que baterias automotivas em clima frio tem mais dificuldade em dar partida nos veículos. Assim, bancos de baterias para operação em ambientes frios podem ter de ser superdimensionados.

Adicionalmente, a redução da temperatura causa redução do volume (contração) da água, contudo, uma vez que a quantidade do ácido não muda, aumenta a sua concentração, o que aumenta a V_e.

Embora esta não seja normalmente uma preocupação no Brasil, o problema com temperaturas abaixo de 0°C é que o eletrólito poderá congelar se a bateria estiver descarregada, pois o ácido dilui e congela a uma temperatura mais alta. Quando há congelamento, a bateria não opera e poderá sofrer danos permanentes. Num estado de carga de 20 %, o ponto de congelamento é de cerca de -10°C em uma bateria típica. Isto deve ser considerado no projeto do sistema, e baterias projetadas para serem utilizadas em climas muito frios têm uma concentração de ácido mais elevada, o que mantém o eletrólito em estado líquido em baixas temperaturas.

Por outro lado, quando a temperatura da bateria aumenta, isso resulta em aumento da mobilidade, aumento da capacidade (Ah) e redução da R_i. A tensão V_e, entretanto, se reduz de cerca de -5mV/°C.elemento, sendo que, da mesma forma, a tensão de borbulhamento também se reduz, o que deve ser compensado pelo controlador de carga, para não prejudicar a bateria. O aumento da velocidade das reações químicas com a temperatura também traz outros inconvenientes: aumento da taxa de autodescarga, corrosão da placas, redução da vida útil e sulfatação acelerada em baterias que não estão totalmente carregadas.

---

[14] Jacobus Henricus van´t Hoff (1852-1911), cientista holandês, Prêmio Nobel de Química de 1901.

Alguns fabricantes recomendam sobredimensionar o banco de baterias em 30% caso seja prevista sua operação numa temperatura média abaixo de 15 °C ou acima de 35 °C.

Características típicas de baterias de chumbo-ácido de 12 V são apresentadas na Tabela 4.7 para a temperatura de 20°C.

Tabela 4.7–Tensões características de células e baterias de chumbo-ácido. Fonte: (ROBERTS, 1991).

Tensões características	Tensões a 20°C (V)	
	Célula	Bateria com seis células
Nominal	2	12
Tensão máxima	2,3 – 2,5	14,0 - 15,0
Tensão de flutuação	2,2 – 2,3	13,0 – 14,0
Tensão de circuito aberto com carga plena[1]	2,1 – 2,2	12,5 – 13,0
Tensão limite de descarga para medida da capacidade[2]	1,8 – 1,9	10,8 – 11,4
Variação de tensão com a temperatura[3]	-0,05 V para cada 10ºC de aumento	-0,33 V para cada 10°C de aumento

Notas:

1. Estas tensões aplicam-se depois de deixar o sistema desconectado por pelo menos uma hora (tensões da bateria em repouso).
2. O valor limite estabelecido para a desconexão por baixa tensão depende da profundidade de descarga recomendada e da corrente de descarga. Alguns controladores de carga desconectam as baterias pela contabilização do estado de carga das mesmas e não só pelo nível de tensão nos terminais.
3. Observar as especificações do fabricante quanto à tensão de referência para a compensação da tensão com a temperatura, pois alguns adotam 25°C e outros 27°C, embora nesta tabela a referência seja de 20°C.

A correção da tensão de uma célula com temperatura deve ser feita com a equação abaixo.

$$V(T) = V_{Tref} + K \times (T - T_{ref}) \quad (4.16)$$

onde:

$V(T)$ (V) – tensão da célula na temperatura T;
V_{Tref} (V) – tensão da célula na temperatura de referência adotada na documentação do fabricante;
K (V/°C) – coeficiente de temperatura da célula especificado pelo fabricante;
T (°C) – temperatura da célula;
T_{ref} (°C) – temperatura de referência adotada na documentação do fabricante;

As baterias Chumbo-ácido não devem ser operadas continuamente acima de 40°C, caso contrário poderão ocorrer danos permanentes às placas. Em um dado estado de carga, mudanças de temperatura também afetam as medições do peso específico do eletrólito e da tensão.

A Tabela 4.8 informa a redução da vida útil devido a temperaturas elevadas para baterias seladas tipo VRLA, com eletrólito absorvido (AGM), e foi transcrita do catálogo do respectivo fabricante. Com relação a esta tabela, é importante observar que se aplica a baterias seladas, as quais geralmente sofrem mais os efeitos da temperatura do que as baterias abertas.

Tabela 4.8– Redução da vida útil de baterias Chumbo-ácido tipo VRLA em função da temperatura média anual de operação. Fonte: (GNB 1).

Temperatura média anual (°C)	Redução da vida útil (%)
25 °C	0%
30 °C	30%
35 °C	50%
40 °C	66%
45 °C	75%
50 °C	83%

4.3.3.6 - Sulfatação

Um problema que comumente ocorre nas células de Chumbo-ácido é o fenômeno chamado de *sulfatação*, que é o processo de formação e deposição de cristais de sulfato de Chumbo ($PbSO_4$) sobre as placas das células. Em condições típicas de operação, forma-se, durante a descarga, uma camada de sulfato de Chumbo na superfície das placas. No início do processo, existem muitos espaços em volta de cada pequeno cristal de sulfato de Chumbo por onde o eletrólito pode ainda alcançar os materiais ativos (dióxido de Chumbo e Chumbo metálico), espaços estes que vão se reduzindo à medida em que a bateria vai sendo descarregada. Entretanto, se a bateria permanece muito tempo descarregada, gradualmente os pequenos cristais de sulfato de Chumbo juntam-se e recristalizam-se para formar cristais maiores. Este fenômeno constitui-se em problema, já que os cristais maiores tornam-se irreversíveis, ou seja, não são decompostos durante o recarregamento.

A sulfatação reduz permanentemente a capacidade da célula devido à perda de material ativo, além e aumentar a resistência interna (R_i), por serem os cristais maus condutores. Assim, todas as precauções devem ser tomadas para impedir a sua ocorrência. A seguir são apresentados alguns fatores que acentuam o processo de sulfatação e que, portanto, devem ser evitados:

- Manutenção da célula descarregada por longos períodos de tempo;
- Carregamentos baixos ou parciais prolongados;
- Operação contínua acima de 45^oC;
- Permitir que o eletrólito torne-se fortemente concentrado.

Quando duas ou mais destas condições ocorrem ao mesmo tempo, o processo de sulfatação é ainda mais acelerado. O primeiro sinal de sulfatação geralmente acontece quando uma bateria parece carregar rapidamente, como indicado pela elevada tensão de carregamento. Entretanto, uma medição do peso específico mostra que o estado de carga ainda está baixo. Manter uma lenta corrente durante o carregamento poderá minimizar os danos, mas geralmente a capacidade da bateria se reduzirá irreversivelmente.

A melhor maneira de evitar a sulfatação é carregar a célula regularmente, para que todo o sulfato de chumbo seja revertido. Para aplicações em ciclos profundos, os fabricantes recomendam que as baterias sejam recarregadas imediatamente após cada descarga profunda.

Isto não é, todavia, possível em sistemas fotovoltaicos, quando a descarga profunda é resultante do tempo nublado. Neste caso, seria necessário reduzir as cargas alimentadas pelo sistema até a normalização do estado de carga das baterias ou recarregar as baterias por intermédio de outras fontes.

A taxa de sulfatação varia para os diferentes tipos de células, dependendo da qualidade das placas e da sua aplicação. Os materiais ativos contêm aditivos que retardam a taxa de sulfatação, mas não a evitam completamente. Em lugares onde a temperatura média está acima de 30°C é possível utilizar um eletrólito "tropical", com uma baixa concentração de ácido sulfúrico. A baixa concentração reduz os danos à estrutura da grade das placas positivas, diminuindo a taxa de sulfatação.

4.3.3.7 - Hidratação

Quando a bateria sofre descarga profunda, consumindo todo o H_2SO_4, e permanece neste estado por um período longo, então pode ocorrer, além da sulfatação, outro tipo de falha na bateria, o fenômeno denominado hidratação.

Com baixa concentração de ácido, o (hidr)óxido de Chumbo torna-se solúvel na água, o que não ocorre no meio ácido, e fica então em solução no eletrólito. Quando a bateria é recarregada, a concentração do ácido aumenta e o óxido em solução transforma-se em sulfato de Chumbo, que precipita.

O sulfato precipitado no vaso produz manchas brancas e representa perda de material ativo. Porém, o sulfato que precipita nos poros do separador pode ser convertido durante a carga em Chumbo metálico e formar dendritos metálicos microscópicos entre as placas positiva e negativa, que resultam em curto-circuito.

Para evitar o fenômeno, a bateria não deve ser totalmente descarregada, e nem permanecer descarregada por períodos longos.

4.3.3.8 - Sedimentação

Conforme já mencionado em itens anteriores, com a operação normal da bateria (ciclos de carga e descarga) ocorre, devido a vários motivos, o desprendimento de material ativo das placas e sua sedimentação no fundo do vaso. Caso a sedimentação acumulada atinja as placas, poderá causar o curto-circuito entre placas, inutilizando a bateria.

4.3.3.9 – Água para baterias

Segundo um determinado fabricante, as especificações de pureza da água destilada/deionizada para baterias são as apresentadas na Tabela 4.9.

Tabela 4.9– Valores máximos admissíveis de impurezas em água para baterias. Fonte: (GNB 2).

Valores máximos admissíveis de impurezas em água para baterias	
Sólidos totais	500 ppm
Sólidos fixos	350 ppm
Matéria orgânica e volátil	200 ppm
Ferro (Fe)	4,0 ppm
Manganês (Mn)	0,007 ppm
Nitratos (NO_2)	15,0 ppm
Amonia (NH_4)	5,0 ppm
Cloretos (Cl)	25,0 ppm

A norma Brasileira NBR 14197:1998, por sua vez, traz diferentes especificações, transcritas na Tabela 4.10.

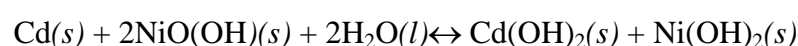
Tabela 4.10– Concentração máxima de impurezas permitida na água destilada e/ou deionizada. Fonte: (ABNT, 1988).

Concentração máxima de impurezas permitida na água destilada e/ou deionizada	
Resíduo de evaporação	10 mg/L
Substâncias orgânicas oxidáveis	20 mg/L
Halogenetos totais, como cloretos	1,0 mg/L
Nitratos	1,0 mg/L
Amônia	5 mg/L
Manganês (Mn)	0,1 mg/L
Cobre (Cu)	1,0 mg/L
Ferro (Fe)	1,0 mg/L

4.3.4– Baterias Níquel-Cádmio e Níquel-hidreto metálico

As baterias Níquel-Cádmio (Ni-Cd) têm estrutura física similar às de chumbo-ácido, mas ao invés de placas de Chumbo, o hidróxido (óxido) de Níquel III, NiO(OH), é utilizado nas placas catódicas e o cádmio (Cd) ou ligas de Cádmio e Ferro nas placas anódicas. O eletrólito é uma solução aquosa de hidróxido de Potássio (KOH), em concentrações de 20-34%. O KOH é um álcali (base), por isso são classificadas como baterias alcalinas. Ressaltamos que este composto é tão prejudicial ao ser humano (efeito corrosivo) e ao meio ambiente (contaminação de cursos d'água) quanto o ácido sulfúrico das células Chumbo-ácido, de forma que os cuidados necessários no seu manuseio são idênticos

O funcionamento da célula de Ni-Cd pode ser expresso pela seguinte reação eletroquímica:

$$Cd(s) + 2NiO(OH)(s) + 2H_2O(l) \leftrightarrow Cd(OH)_2(s) + Ni(OH)_2(s)$$

Aqui também a reação de descarga ocorre no sentido da esquerda para a direita e a de recarga no sentido inverso.

A Tabela 4.11 apresenta características típicas para as células de Níquel-Cádmio. Estas baterias podem sobreviver ao congelamento e ao degelo sem sofrerem nenhuma alteração no seu desempenho. As temperaturas elevadas também têm menor efeito sobre elas do que sobre as baterias de chumbo-ácido.

Uma vez que a tensão nominal por elemento de Ni-Cd é de 1,25 V, monoblocos de 12 V têm 10 células em série.

Tabela 4.11– Tensões características de células e baterias de Níquel-Cádmio. Fonte: (ROBERTS, 1991).

Tensões características	Tensões a 20°C (V)	
	Célula	Bateria com dez células
Nominal	1,25	12
Tensão máxima para baterias abertas	1,50 – 1,65	15,0 – 16,5
Tensão de flutuação para baterias abertas	1,40 – 1,45	14,0 – 14,5
Taxa de carga para baterias seladas	C/10	C/10
Tensão de circuito aberto para os diversos estados de carga	1,20 – 1,35	12,0 – 13,5
Tensão mínima limite	0	9[1]

Nota: 1. Para evitar polaridade reversa para a primeira célula na bateria que se encontra completamente descarregada.

As baterias de Níquel-Cádmio são menos afetadas por sobrecargas, podem sofrer ciclos profundos, ser totalmente descarregadas e mantidas assim, sem maiores prejuízos às placas, não estão sujeitas à sulfatação e seu carregamento não sofre influência da temperatura. Entretanto, têm a desvantagem de apresentar “efeito memória[15]”, que pode reduzir a capacidade de carga útil da bateria.

Uma desvantagem das células de Níquel-Cádmio, em relação às de Chumbo-ácido, é que os meios de medição do estado de carga não são simples. Isto se deve ao fato de existir muito pouca variação da tensão e do peso específico do eletrólito durante a descarga. Entretanto, essa limitação pode ser solucionada com o uso de um controlador de carga digital microprocessado, capaz de determinar o estado de carga com grande precisão a partir de integração no tempo do fluxo de corrente na bateria.

Não são aplicadas cargas de equalização em baterias Ni-Cd.

São citadas as seguintes vantagens das baterias Ni-Cd em comparação com as de Pb-H_2SO_4:

- Podem ser submetidas a sobrecargas;

---

[15] O chamado *efeito memória* ocorre nas baterias de NiCd quando elas são operadas de forma inadequada, sendo repetidamente recarregadas sem terem sido totalmente descarregadas, o que acaba “viciando-as” a carregar somente uma quantia de energia bem menor do que sua capacidade. Ele se deve a modificações químicas sofridas pelos materiais utilizados na confecção das células, como, por exemplo, a formação de cristais de Cádmio.

- Podem ser totalmente descarregadas;
- São mais robustas;
- Tem bom desempenho a baixas temperaturas e podem ser congeladas;
- Tem baixa resistência interna;
- Mantem voltagem constante durante a descarga;
- Podem ser carregadas a taxas elevadas;
- Tem vida útil mais longa.

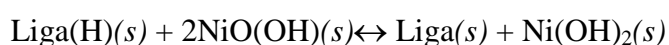
As baterias Ni-Cd normalmente têm um custo inicial consideravelmente mais alto do que as de Chumbo-ácido, mas também apresentam ganhos operacionais como custos de manutenção reduzidos e uma vida cíclica maior. Algumas fontes informam que as baterias Ni-Cd são as que tem menor custo por ciclo. Entretanto, apesar das vantagens apresentadas, o fator custo inicial e outras desvantagens, como a presença de metais tóxicos[16] em sua composição e a severa autodescarga, fazem com que a bateria de Níquel-Cádmio seja uma tecnologia pouco utilizada em instalações fotovoltaicas. Não se tem conhecimento de seu uso em sistemas fotovoltaicos no Brasil, somente no exterior.

As baterias de Níquel-Cádmio também podem ser abertas (ventiladas) ou seladas, sendo que as primeiras foram as mais utilizadas em sistemas fotovoltaicos. Elas também produzem gases H_2 e O_2 durante sobrecargas e também necessitam de reposição de água.

Atualmente, as baterias de Níquel-Cádmio foram substituídas pelas baterias de hidreto metálico de Níquel (NiMH) em muitas aplicações, em função, principalmente, de sua maior densidade energética, maior eficiência energética e de suas características ambientais menos desfavoráveis, uma vez que utilizam substâncias menos tóxicas em sua composição.

Nas baterias de Níquel-Hidreto metálico, o eletrodo catódico é de NiO(OH), hidróxido(óxido) de Níquel III ou oxi-hidróxido de Níquel III, e o anodo é formado por uma liga metálica que tem a propriedade de formar hidretos (compostos com Hidrogênio, MH). As ligas que apresentam esta propriedade podem ser de Níquel com Terras-Raras como $LaNi_5$, ou de Titânio e Zircônio, como $TiZr_2$, que têm sido bastante utilizadas. O eletrólito também é uma solução de KOH (Hidróxido de Potássio), ou seja, também são baterias alcalinas.

A tensão nominal da célula é de 1,2V e seu funcionamento pode ser expresso pela seguinte reação eletroquímica:

$$\text{Liga(H)}(s) + 2\text{NiO(OH)}(s) \leftrightarrow \text{Liga}(s) + \text{Ni(OH)}_2(s)$$

O controle do carregamento deste tipo de bateria é considerado crítico, pois a carga excessiva causa geração de gases (O_2) e prejudica seu desempenho. O efeito memória nelas é quase inexistente.

[16] O Cd é um metal tóxico.

Embora seu custo seja mais elevado, as baterias de NiMH praticamente substituíram as de Ni-Cd na maioria das aplicações, mas não se tem conhecimento sobre seu uso em sistemas fotovoltaicos, principalmente no Brasil.

4.3.4.1 –Efeito da temperatura em baterias Ni-Cd

Baterias abertas de Níquel-Cádmio podem ser utilizadas para operação numa extensa faixa de temperatura, ou seja, de -25 a 45°C. O eletrólito congela abaixo do limite inferior de temperatura, mas nenhum dano é causado.

Para otimizar a utilização de uma célula selada, é importante manter a temperatura da célula bem abaixo de 45°C em todos os momentos, especialmente durante o processo de equalização, quando algum calor é produzido pela célula. Acima de 45°C o separador degrada-se lentamente e eventualmente as placas se tocam. Isto significa que a célula é curto-circuitada internamente e fica inutilizada. Outro problema com temperaturas elevadas é causado pelo fato do eletrólito evaporar lentamente. Células seladas para aplicação em temperaturas elevadas têm um melhor separador e selo para resistir a temperaturas acima de 65°C.

As especificações de tensão e capacidade de baterias são geralmente fornecidas para 25°C. Para temperaturas mais altas ou mais baixas, as tensões são ligeiramente diferentes, por isso os controladores de carga devem ter compensação de temperatura. Não há mudança na capacidade com a temperatura, exceto abaixo de -20°C, quando a capacidade começa a cair, devido ao congelamento do eletrólito.

Abaixo de 5°C a absorção do oxigênio é lenta. Assim, a corrente de equalização para células seladas de Ni-Cd deve ser menor do que C/10, para evitar a produção de hidrogênio.

4.3.5 – Baterias Li-íon

As baterias de Li-íon apresentam altas densidades energéticas, na faixa de 80-150 Wh/kg, sendo, por isso, atualmente, utilizadas em larga escala em equipamentos eletrônicos portáteis, como câmeras fotográficas, *laptops*, celulares, etc. Tem sido também utilizadas em veículos elétricos.

É considerada uma tecnologia promissora e que ainda tem muito espaço para novos desenvolvimentos. O funcionamento da célula de Li-íon pode ser expresso pela seguinte reação eletroquímica:

$$C_n(s) + LiMO_2(s) \leftrightarrow Li_xC_n(s) + Li_{(1-x)}MO_2(s)$$

O catodo é um composto de Lítio (Li) da forma $LiMO_2$, onde M representa um metal de transição, sendo Ni, Co e Mn os mais usados, produzindo íons de Lítio durante a descarga. O anodo,

designado por C_n, é formado por Carbono com a propriedade de receber e acumular íons de Lítio, podendo, entre outros, ser de uma estrutura denominada fullereno ou C_{60}.

Uma das vantagens deste tipo de célula é a tensão nominal elevada, podendo atingir 3,5V, de forma que são usadas 4 células em série para compor um bloco de 12V. Outras vantagens são a alta densidade energética, a ausência de "efeito memória", a possibilidade de suportar altas taxas de carga e descarga, o baixo tempo de carga e a baixa taxa de auto-descarga.

À guisa de exemplo, segundo a documentação do fabricante (THUNDER SKY), um determinado modelo de bateria de $LiFePO_4$ (fosfato de Lítio-Ferro), com densidade energética de ~84Wh/kg, pode suportar taxas de carga/descarga de C/⅓, equivalente a 20min (muito superior às taxas usadas em sistemas fotovoltaicos), e atinge uma vida cíclica de 3000 ciclos com profundidade de descarga de 80%.

O desenvolvimento de novas formulações químicas e novos materiais para as baterias Li-íon prossegue, incluindo a utilização de nanotecnologias (materiais nanoestruturados).

Normalmente o emprego de baterias Li-íon requer uma estratégia de controle e um sistema de segurança incluindo proteção contra sobrecarga, descarga excessiva, sobrecorrente, curto-circuito, altas temperaturas e tensões elevadas. As baterias de Li-íon podem explodir ou incendiar. O controle tem de ser feito em cada célula individualmente e o controlador é sofisticado e denominado de BMS – *battery management system*. No caso da aplicação em sistemas fotovoltaicos, contudo, uma vez que as taxas de carga/descarga são bastante baixas, entende-se que um grau de sofisticação bem menor é suficiente.

Apesar de diversas vantagens, o custo inicial ainda impede o uso de baterias Li-íon em SFIs, embora já existam no Brasil estudos sobre isso (SOARES et al., 2012).

4.3.6– Características ideais para uso de baterias em sistemas fotovoltaicos isolados

A operação de uma bateria usada em um sistema fotovoltaico isolado (SFI) deve atender a dois tipos de ciclos:

- Ciclos rasos a cada dia;
- Ciclos profundos por vários dias (tempo nublado) ou semanas (durante o inverno).

Os ciclos profundos ocorrem quando o carregamento não é suficiente para repor a quantidade de carga usada pelos aparelhos durante todo o dia. Por isso, o estado de carga depois de cada ciclo diário é ligeiramente reduzido e, se isto ocorrer por um período de vários dias, levará a um ciclo profundo. Quando as condições meteorológicas melhoram, volta a haver um carregamento extra, aumentando o estado de carga depois de cada ciclo diário.

As características mencionadas a seguir devem ser observadas para que as baterias tenham um bom desempenho quando instaladas em um SFI:

- Elevada vida cíclica para descargas profundas;
- Necessidade de pouca ou nenhuma manutenção;
- Elevada eficiência de carregamento;
- Baixa taxa de autodescarga;
- Confiabilidade.

Outros fatores que também devem ser considerados no momento de escolher a bateria adequada para esta aplicação são:

- Disponibilidade de fornecedores;
- Garantia e condições de garantia da bateria;
- Distância, duração e custo do transporte para o local;
- Custo da capacidade útil para um ciclo;
- Custo da capacidade útil para o ciclo de vida;
- Necessidade de manutenção durante o armazenamento;
- Peso;
- Densidade de energia;
- Temperatura ambiente do local da instalação;
- Disponibilidade e custo dos controladores de carga.

Estes fatores podem variar bastante para os vários modelos de bateria e também dependem das características locais. A escolha da bateria envolve o conveniente equilíbrio de todos os fatores mencionados.

Entre os modelos disponíveis no mercado, as baterias Chumbo-ácido são as mais utilizadas em SFI, apesar das baterias de NiCd e NiMH apresentarem características operacionais mais favoráveis. As baterias de NiCd e NiMH não apresentam problemas de descargas profundas ou de sulfatação e, portanto, podem permanecer completamente descarregadas por longos períodos. Entretanto, o custo mais elevado e o número reduzido de fornecedores desses tipos de baterias, em relação às Chumbo-ácido, têm limitado o seu uso em pequenos sistemas. As baterias automotivas são projetadas para curtos períodos de rápida descarga, sem danificá-las. Por este motivo, elas não são apropriadas para SFI, pois sua vida útil em regime de ciclagem é bem menor do que de outras tecnologias de baterias. Em qualquer situação, é indispensável conhecer as características elétricas da bateria selecionada e escolher um controlador de carga adequado.

As baterias para aplicações fotovoltaicas comercializadas no Brasil devem apresentar a etiqueta do Inmetro, como a da Figura 4.22, afixada no próprio produto. O âmbito de aplicação da etiquetagem de baterias, expressa na portaria Inmetro n° 004/2011 (INMETRO, 2011), envolve baterias estacionárias de baixa intensidade de descarga, de tecnologia alcalina Níquel-Cádmio ou Chumbo-ácido, para aplicação fotovoltaica, excluindo-se baterias automotivas ou tracionárias. Os ensaios a serem realizados são de capacidade, durabilidade, retenção de carga (autodescarga), regeneração da capacidade e eficiência de carga/descarga para as baterias com a seguinte classificação:

- Chumbo-ácida ventilada sem reposição de água;
- Chumbo-ácida ventilada com reposição de água e vaso transparente ou translúcido;
- Chumbo-ácida regulada por válvula;
- Bateria alcalina Níquel-Cádmio ventilada;
- Bateria alcalina Níquel-Cádmio regulada por válvula.

Figura 4.22–Modelo de etiqueta do Inmetro para baterias. Fonte: (Inmetro, 2011).

Os fabricantes normalmente recomendam que uma bateria Chumbo-ácido não seja armazenada por um período superior a 12 meses, e que, caso o período de armazenamentos atinja 6 meses, a bateria seja submetida a uma recarga.

4.3.7 – Transporte, descarte e reciclagem de baterias

As baterias inservíveis são consideradas lixo tóxico e, portanto, representam risco para a saúde humana e para o meio ambiente. Por isso não podem ser descartadas no lixo comum, em aterros sanitários, lançadas em corpos d’água, abandonadas no meio ambiente a céu aberto, incineradas etc, o que pode inclusive ser sujeito a sanções previstas na Lei de Crimes Ambientais (Lei N° 9.605, de 12 de fevereiro de 1998).

Conforme as resoluções CONAMA Nº 257/99 e 401/2008, as baterias ao fim de sua vida útil devem ter uma disposição final adequada, devendo ser entregues pelo usuário ao respectivo fabricante, importador ou distribuidor, ou, no caso de baterias Chumbo-ácido, opcionalmente a um reciclador devidamente licenciado, o qual deverá processar e reciclar, caso possível, os compostos químicos nelas contidos de acordo com a regulamentação ambiental vigente.

Outrossim, na resolução ANTT[17] N° 420/2004 as baterias de qualquer tipo são classificadas como produtos perigosos para fins de transporte terrestre. As baterias Chumbo-ácido são incluídas na classe 8 – substâncias corrosivas, e as de Lítio na classe 9 – substâncias e artigos perigosos diversos. Assim, os requisitos exigidos para seu transporte incluem embalagens específicas, viaturas corretamente sinalizadas e conduzidas por pessoal devidamente habilitado em curso aprovado pelo CONTRAN – Conselho Nacional de Trânsito, entre outros. O descumprimento da resolução ANTT No 420/2004 também pode ser caracterizado como crime ambiental.

A sinalização para produtos perigosos é definida na norma ABNT NBR 7500 (Identificação para o transporte terrestre, manuseio, movimentação e armazenamento de produtos), sendo a sinalização aplicável a baterias Chumbo-ácido mostrada na Figura 4.23.

Figura 4.23 – Sinalização aplicável a baterias Chumbo-ácido.

4.3.8 – Salas de Baterias

Para bancos de baterias de SFIs maior porte, como, por exemplo, aqueles instalados em MIGDIS (ver Figura 7.17), requisitos para salas de baterias devem ser observados.

Um dos itens que devem ser previstos é a instalação, sob os bancos de baterias, de bandejas para captação e retenção do ácido que eventualmente vazar.

[17] ANTT – Agência Nacional de Transportes Terrestres

Em função da produção de gases em baterias Chumbo-ácido não seladas, devem ser atendidos requisitos em relação à ventilação, pois a mistura de H_2 no ar tem LII[18] de cerca de 4% em volume, ou seja, torna-se explosiva em concentrações superiores a esta. Caso se trate de baterias abertas, então entende-se que a área seria classificada na norma NBR IEC 60079-10 como zona 1, enquanto que se forem baterias seladas será zona 2. Quanto à classificação do gás, o Hidrogênio é classificado nesta norma no grupo denominado IIC, considerado o de maior risco. Em função disto, a instalação elétrica das salas de baterias deve ser adequada a atmosferas explosivas.

Uma das possibilidades de proteção é a instalação de detectores que acionem exaustores (e possivelmente também um alarme) quando a concentração de H_2 superar cerca de 20-25% daquela concentração LLI. A exaustão deve sempre ser feita para o exterior, ou seja, o ar não pode ser direcionado a outro ambiente fechado.

A renovação de ar necessária em salas de baterias para evitar concentrações perigosas de H_2 é especificada na Norma DIN VDE 0510, de acordo com a Equação 4.17.

$$Q = 0{,}05 \times N \times I \times (C/100) \qquad (4.17)$$

Onde:
Q (m^3/h) – vazão de ar;
N (adimensional) – número de elementos (2 V) na sala;
I (A) – corrente de carga em A para cada 100Ah; Para carga em regime de flutuação deve ser considerada uma corrente de 1 A para cada 100Ah de capacidade do banco em C/10; para carga em tensões maiores do que a de flutuação, sem atingir o borbulhamento, deve-se utilizar 2 A para cada 100Ah;
C (Ah) – capacidade do elemento;
0,05 – constante.

Recomenda-se também que as salas de baterias sejam dotadas de sistema de detecção e alarme de incêndio, incluindo detectores de fumaça e detectores térmicos.

Outra questão importante no projeto de salas de baterias é a temperatura. As baterias, não devem, por exemplo, ser instaladas ao lado de uma parede que recebe radiação solar direta durante a maior parte do dia, ou mesmo próximas a algum equipamento aquecido. Diferenças de temperatura entre elementos de um mesmo banco também devem ser evitadas, pois isto resulta em diferenças de tensão e de desempenho. Alguns fabricantes recomendam que esta diferença não deve superar os 3°C, assim, também não se deve, por exemplo, posicionar mesmo apenas alguns elementos próximos a uma fonte de calor.

Salas de baterias devem ser devidamente sinalizadas e, de forma a evitar acidentes, o acesso restrito somente a pessoal técnico habilitado, utilizando os EPIs adequados.

[18] LII – Limite Inferior de Inflamabilidade.

4.4 – Outros Sistemas de Armazenamento

Apesar do armazenamento eletroquímico, através de baterias, ser a opção mais aplicada em SFI, outras formas de armazenamento podem ser utilizadas, como o armazenamento na forma de campo elétrico (supercapacitores), campo magnético (indutores com supercondutores), energia mecânica (volantes de inércia, ar comprimido, bombeamento de água) e hidrogênio.

Ar comprimido e bombeamento de água não são consideradas tecnologias adequadas para aplicação em pequena escala, em função do grande porte da instalação destas tecnologias e dos altos custos envolvidos, sendo mais aplicadas em projetos de larga escala.

Indutores com supercondutores e supercapacitores são tecnologias de alta potência, que apresentam elevada eficiência e podem prover diversos ciclos sem que haja considerável perda na capacidade de armazenamento. São tecnologias ainda pouco utilizadas e que ainda apresentam elevados custos.

Sistemas de armazenamento através de volantes de inércia são tecnologias que operam armazenando energia cinética em volantes rotativos sustentados por rolamentos magnéticos e que operam no vácuo para minimizar perdas por atrito. Esta tecnologia é mais aplicada para processos que demandam descargas energéticas de alta potência e curta duração, como no suprimento de cargas críticas e na indústria de fontes de alimentação ininterrupta (UPS, do inglês *Uninterruptible Power Supply*). Apesar de terem alta capacidade de ciclagem, volantes de inércia tendem a apresentar altos custos de instalação e manutenção.

Sistemas de armazenamento de hidrogênio, geralmente acoplados a células a combustível para produção de eletricidade, apresentam-se como promissoras alternativas para o armazenamento de energia em sistemas com fontes renováveis. Sistemas híbridos contando com células a combustível já são aplicados e estudados em diversas regiões do mundo, apresentando características positivas como a produção de energia ambientalmente correta, modularidade e longa vida útil. Suas principais desvantagens são sua eficiência global relativamente baixa e seus custos de implantação, operação e manutenção ainda elevados, associados à relativa complexidade do sistema.

4.5 – Controladores de Carga

Controladores de carga são incluídos na maioria dos SFI com o objetivo de proteger a bateria (ou banco de baterias) contra cargas e descargas excessivas, aumentando a sua vida útil. Denominações do tipo "gerenciador de carga", "regulador de carga" ou "regulador de tensão" também são comuns e algumas vezes referem-se a controladores de carga com diferentes níveis de sofisticação.

Controladores de carga são componentes críticos em sistemas fotovoltaicos isolados (SFI), pois, caso venham a falhar, a bateria poderá sofrer danos irreversíveis. O controlador é mostrado no

exemplo esquemático da Figura 4.24. Eles devem ser projetados considerando-se as especificidades dos diversos tipos de bateria, uma vez que um controlador projetado para uma bateria de Chumbo-Cálcio selada pode não operar eficientemente com uma bateria de Chumbo-Antimônio não-selada. Da mesma forma, controladores projetados para baterias de Chumbo-ácido podem não ser adequados para as de Níquel-Cádmio e assim por diante.

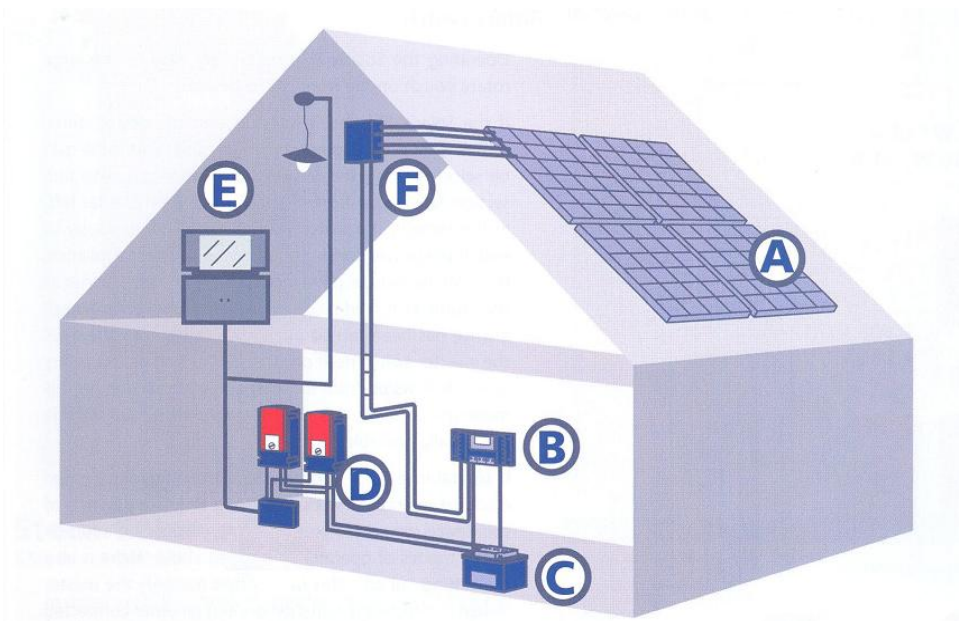



Figura 4.24–Esquema de um SFI domiciliar: A-painel fotovoltaico; B-controlador de carga; C-banco de baterias; D-inversores; E-cargas c.a. (equipamentos elétricos); F-Caixa de conexão. Fonte: Adaptado (Catálogo de Produtos do fabricante Steca).

Sistemas fotovoltaicos destinados a alimentar cargas (equipamentos elétricos) com pouca variação em seu consumo poderiam ser projetados para operarem sem um controlador de carga, desde que a tensão entregue pelo gerador fotovoltaico seja compatível com a tensão da bateria. Estes são às vezes chamados de sistemas auto-regulados (*self-regulating systems*). Para isso, se utilizam bancos de baterias superdimensionados em relação ao painel fotovoltaico e à carga, resultando em operação em taxas reduzidas que podem atingir C/100. Além disso, alguns fabricantes disponibilizaram módulos especiais de baixa tensão, com 33 ou mesmo 30 células em série, visando atender a este tipo de sistema, aproveitando o formato da curva IV dos módulos, que apresenta um “joelho” e tende a reduzir a corrente rapidamente para tensões acima do P_{MP}. Mesmo assim, o principal problema inerente a estes sistemas é a possibilidade de submeter a bateria a sobrecargas e descargas excessivas. Conforme já visto em itens anteriores, a geração dos módulos varia significativamente com a temperatura ambiente, o que pode facilmente resultar em sobrecargas, ou no efeito inverso, subcarga, danificando o banco de baterias. Uma sobrecarga também irá ocorrer se houver uma falha no equipamento alimentado. Os projetos deste tipo envolvem muitas condicionantes, a eficiência é baixa e o risco de problemas é elevado, por isso, a maioria dos especialistas não recomenda o uso deste tipo de sistema.

O controlador de carga é considerado indispensável na grande maioria dos casos, e sua utilização permite uma otimização do dimensionamento do banco de baterias e do seu carregamento, desconexão de cargas em baixo estado de carga da bateria e um maior nível de proteção contra um aumento excessivo de consumo ou uma possível intervenção do usuário.

Os controladores devem desconectar o gerador fotovoltaico quando a bateria atingir carga plena e interromper o fornecimento de energia quando o estado de carga da bateria atingir um nível mínimo de segurança. Alguns controladores também monitoram o desempenho do SFI (corrente e tensão de carregamento da bateria ou da carga) e acionam alarmes quando ocorre algum problema. Para melhorar o desempenho do controlador de carga, este pode ainda incorporar um sensor de temperatura, com a função de compensar o efeito da variação da temperatura nos parâmetros das baterias.

O controlador de carga deve permitir o ajuste dos seus parâmetros e a escolha do método de controle para adaptá-los aos diferentes tipos de baterias. Se isso não for possível, ele deve ser claramente identificado e vendido para um tipo específico de bateria.

No momento de se especificar um controlador de carga, primeiro é importante saber o tipo de bateria a ser utilizada e o regime de operação do sistema. A seguir, determina-se a tensão e a corrente de operação do sistema. Para valores elevados de corrente de operação, o custo do controlador aumenta significativamente e a sua disponibilidade no mercado reduz-se. É importante selecionar um controlador com as mínimas características necessárias. Características desnecessárias adicionam complexidade ao sistema, aumentam o custo e diminuem a confiabilidade.

Os subitens a seguir são voltados para os controladores de carga destinados a baterias Chumbo-ácido e apenas o subitem 4.5.8 apresenta algumas considerações sobre controladores para outros tipos de baterias.

4.5.1 – Tipos de controladores de carga

Os controladores podem diferir basicamente quanto à grandeza utilizada para o controle, forma de desconexão do painel fotovoltaico e estratégia de controle adotada. As grandezas de controle mais utilizadas são: estado de carga (integração do fluxo de corrente na bateria), tensão e densidade do eletrólito da bateria.

Quanto à forma utilizada para desconectar o painel fotovoltaico da bateria quando esta apresenta carga plena, o controlador pode ser classificado como paralelo (*shunt*) ou série. Ambos podem ser efetivamente usados, sendo que cada um pode incorporar um número de variáveis que alteram o desempenho básico e a aplicabilidade.

As Figuras 4.25 e 4.26 mostram os circuitos para o controlador tipo paralelo e para o tipo série, respectivamente. Ambos apresentam a função opcional para desconexão por baixa tensão (LVD- *Low*

Voltage Disconnect), explicada no próximo item. O controlador paralelo geralmente consome menos energia do que o série e, por isso, é mais comumente utilizado.

Um controlador paralelo usa um dispositivo de estado sólido ou um relé eletromecânico, que desliga ou reduz o fluxo de corrente para a bateria quando ela está completamente carregada. Assim, parte da corrente fornecida pelo gerador é desviada através de um dispositivo em paralelo com a bateria e apenas uma pequena quantidade desta corrente continua carregando a bateria.

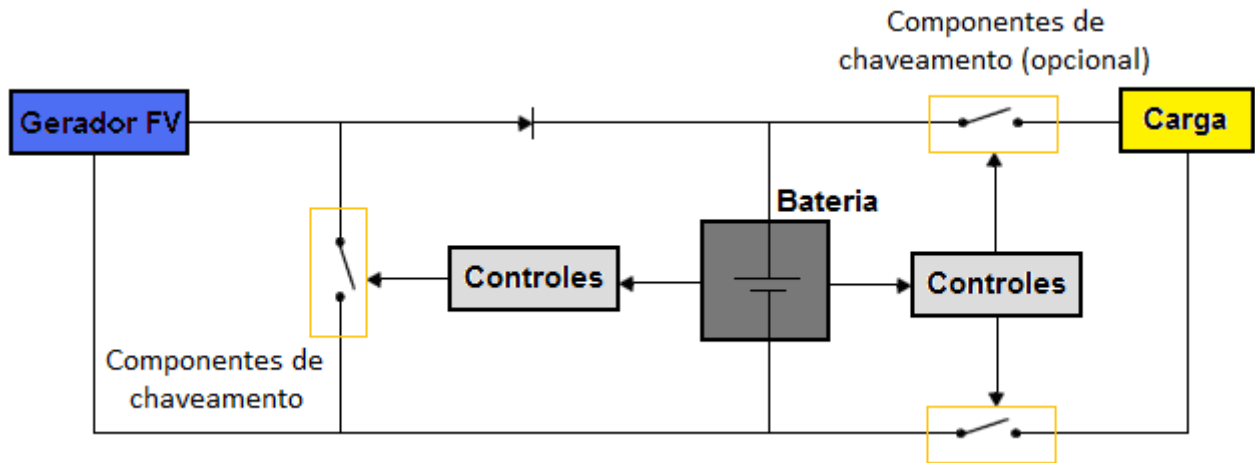



Figura 4.25 – Controlador paralelo (*shunt*) com LVD opcional.

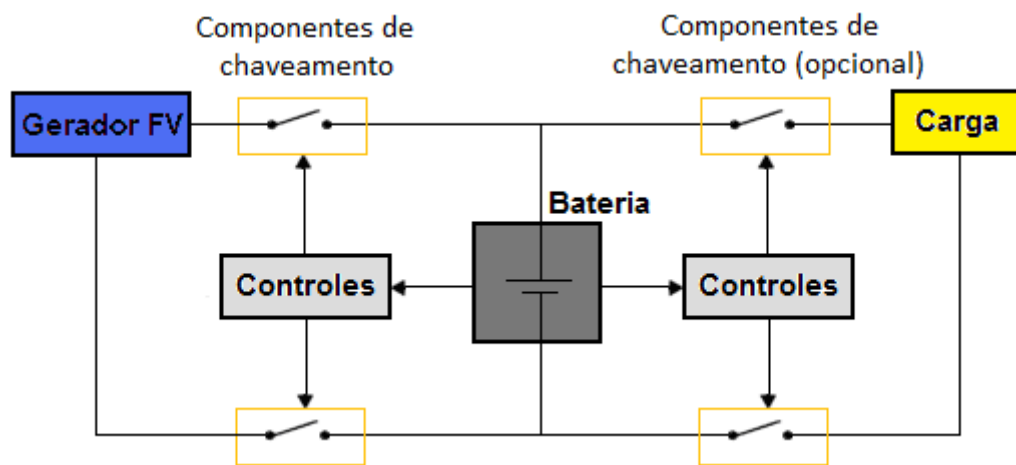



Figura 4.26–Controlador série com LVD opcional.

A fração de corrente a desviar depende do limite de tensão estabelecido para a bateria. O controlador paralelo ótimo comporta-se como uma carga variável, de forma que a tensão na saída do gerador é mantida constante e igual ao valor limite.

Um componente necessário no controlador paralelo é o diodo de bloqueio, que deve ser ligado em série entre o elemento de chaveamento e a bateria, a fim de mantê-la protegida de curto-circuito quando a corrente do gerador é desviada.

Um controlador série pode usar um relé eletromecânico ou um dispositivo semicondutor de chaveamento para desconectar o gerador fotovoltaico quando a bateria está completamente carregada. Os controladores atuais utilizam IBGTs ou MOSFETs de potência.

Um diodo de bloqueio pode não ser necessário em um controlador série. A maioria dos sistemas de baixa tensão (dependendo dos componentes escolhidos) não experimenta perdas elevadas devidas às correntes reversas durante a noite. As perdas ocorridas pelo uso de um diodo de bloqueio podem ser mais elevadas do que as perdas causadas por correntes reversas. Entretanto, todos os sistemas de tensões mais elevadas (maiores que 24 V) necessitam de diodos de bloqueio, a menos que a chave impeça o fluxo de corrente para o gerador fotovoltaico.

Os controladores de carga comerciais mais simples são do tipo denominado liga-desliga (*on-off*). Este tipo de controlador aplica diretamente a tensão e a corrente do painel sobre a bateria, sem qualquer tipo de regulação. Neste caso, o painel FV funciona como uma fonte de corrente limitada pela I_{sc} nas condições instantâneas de operação (irradiância e temperatura), com o valor de tensão estabelecido pela bateria. A estratégia de controle dos controladores *on-off* está baseada na tensão instantânea nos terminais da bateria, que é comparada a dois limites. Para as baterias de Chumbo-ácido, a 25°C, no limite superior (2,3 a 2,5 V por célula) a bateria é desconectada do arranjo por considerar-se que, ao atingir este ponto, ela está completamente carregada (HVD). No limite inferior (1,9 a 2,1 V por célula) a carga é desconectada da bateria, pois neste ponto considera-se que a bateria esteja descarregada na máxima profundidade (LVD).

Os parâmetros para especificação dos controladores de carga são obtidos das características elétricas do painel fotovoltaico e das cargas, bem como das curvas características das baterias, como as de carga e descarga, mostradas nas Figuras 4.17 e 4.18, além da vida útil (em ciclos) desejada, mostrada na Figura 4.16, para o caso específico de baterias de chumbo-ácido.

No Brasil são normalmente encontrados controladores de carga com correntes até 60A para operação em bancos de baterias nas tensões de 12V, 24V e 48V, projetados, respectivamente, para operar com painéis fotovoltaicos com 1, 2 ou 4 módulos convencionais de c-Si (36 células) em série.

4.5.2 – Detalhamento das características e funções de controladores de carga

O valor de corrente máxima do controlador, que deve ser maior do que a corrente de curto-circuito produzida pelo gerador fotovoltaico multiplicada por um fator de 1,25, e a tensão de operação do sistema (normalmente 12V, 24V ou 48V) são as condições mínimas necessárias para se especificar o controlador. Além disso, deve-se ainda levar em conta a corrente das cargas, incluindo corrente de surto, se houver. Outras características condicionantes para a especificação do controlador são:

- Estratégias de controle através da técnica de modulação por largura de pulso (PWM – *pulse width modulation*);
- Desconexão (e reconexão) da carga (proteção contra descarga excessiva);
- Desvio da energia do gerador fotovoltaico quando a bateria estiver completamente carregada;

- Proteção contra corrente reversa;
- Proteção contra sobretensões na entrada do controlador;
- Proteção contra inversão de polaridade (tanto na conexão ao painel FV quanto na conexão à bateria);
- Proteção contra inversão na seqüência de conexão bateria-módulo;
- Proteção contra curto-circuito na saída para a carga;
- Grau de proteção IP adequado;
- Operação nas condições nominais dentro da faixa de temperatura e umidade declaradas;
- Garantia de fábrica de pelo menos 2 anos.
- Outras características desejáveis, mas nem sempre disponíveis nos modelos mais comuns, são:
- Compensação térmica baseada num sensor de temperatura externo a ser fixado na carcaça da bateria;
- Carregamento em três estágios:
- Seguimento de ponto de potência máxima (SPPM[19] - ver item 4.8);
- Pontos de regulagem (*set points*) ajustáveis;
- Controle do carregamento pelo estado de carga da bateria;
- Alarmes e indicações visuais;
- Baixo autoconsumo;
- Terminais exclusivos para monitoração de tensão das baterias.

A combinação dos métodos para controlar o fluxo de corrente para a bateria, a compensação de temperatura e a existência de pontos de regulagem ajustáveis determinam a eficácia de um controlador instalado em um SFI.

Ajuste dos pontos de regulagem do controlador

Pontos de regulagem (*set points*) é a denominação usual para os valores dos parâmetros que definem a operação do controlador de carga e que devem ser determinados para a especificação do mesmo. A determinação dos pontos de regulagem do controlador é bastante complexa, uma vez que a bateria é um componente pouco compreendido; além disso, a relação entre as grandezas físicas usadas

---

[19] Equivalente em inglês a MPPT, *maximumpower point tracking*.

para o controle, principalmente a tensão, variam com muitos fatores, conforme apresentado no item 4.3. Sendo assim, é importante questionar ou confirmar com o fabricante da bateria a ser utilizada no sistema os valores de regulagem do controlador.

A possibilidade de pontos de regulagem ajustáveis pelo usuário permite otimizar a relação entre controlador e bateria. Em geral, para os controladores mais simples do tipo *on-off* controlado por tensão existe uma histerese associada a cada ponto de ajuste, ou seja, existem diferente valores de tensão para desconectar e reconectar, visando evitar oscilações. Por exemplo, se os pontos conexão/reconexão para desconexão por descarga excessiva das baterias (LVD) de um controlador forem ajustados muito próximos, um ciclo repetitivo poderá ocorrer, já que no momento em que o fornecimento de energia ao equipamento consumidor é interrompido a tensão da bateria se eleva rapidamente, de 15 a 20 %. De forma análoga, quando o gerador FV é desconectado (ao término do carregamento das baterias - HVD), estando a bateria conectada às cargas, a sua tensão cai de 10 a 15 %. Assim, é importante considerar estas diferenças no momento de estabelecer os pontos de regulagem deste tipo de controlador.

Desconexão do painel FV (HVD[20])

A função principal dos controladores de carga é proteger as baterias de sobrecargas, desconectando para isso o painel FV quando a bateria já se encontra plenamente carregada e atinge um valor de tensão preestabelecido (HVD). O ponto de reconexão correspondente é denominado HVR[21].

Em sistemas que envolvem correntes elevadas, podem-se utilizar vários controladores de carga, cada um conectado a um arranjo fotovoltaico independente, dentre os que compõem o gerador (mas todos na mesma bateria). Entretanto, os controladores devem ser projetados para este tipo de operação em paralelo, o que normalmente ocorre para os controladores baseados em tensão (ver item 4.5.3) mas nunca para aqueles baseados no estado de carga (ver item 4.5.4). Normalmente há um limite para o número de dispositivos que podem ser conectados em paralelo, que varia conforme o modelo e o fabricante do controlador.

Desconexão da carga (LVD[22])

Alguns controladores de carga evitam que a bateria seja submetida a descargas excessivas. Com a opção de desconexão, as cargas que estão sendo alimentadas pelo SFI e que estão conectadas na saída do controlador[23] podem ser desconectadas para proteger a bateria. Para baterias que admitem

[20] HVD – *high voltage disconnect*.
[21] HVR – *high voltage reconnect*.
[22] LVD – *low voltage disconnect*.
[23] Há sistemas fotovoltaicos em que as cargas estão conectadas na saída do inversor cc/ca e este por sua vez não está conectado na saída do controlador e, sim, diretamente aos terminais do banco de baterias. Neste caso, a proteção das baterias contra descarga excessiva deverá ser feita pela desconexão das cargas pelo inversor que incorpora a função de LVD, e não por um controlador. Ver o item 4.6 (tensão de entrada).

descarga bastante profunda como as baterias de Níquel-Cádmio, esta função pode não ser necessária. Entretanto, deve-se sempre incluí-la quando se utilizam os demais tipos de baterias, principalmente as de descarga rasa, e quando a capacidade da bateria é pequena se comparada com o consumo.

A desconexão é usualmente realizada simplesmente desligando-se as cargas temporariamente quando a tensão da bateria atinge determinado valor (LVD). As cargas são religadas quando o ponto de reconexão associado, denominado LVR[24], é atingido. Alguns controladores de carga podem ainda acionar algum tipo de suprimento de energia auxiliar (e.g. gerador diesel) para recarregar as baterias ou alimentar as cargas.

Quando um LVD for usado, deve-se tomar as precauções necessárias para as cargas não excederem o valor de corrente da chave (estado sólido ou relé), pois isto pode danificar a unidade. Um exemplo seria a alta corrente de partida de uma lâmpada de vapor de sódio de baixa pressão ou de um motor. Alguns LVDs incorporam um temporizador de 5 a 10 segundos, a fim de que eles não desconectem uma carga devido a uma redução temporária de tensão da bateria, quando se utiliza uma carga com alta corrente de pico na partida.

Valores típicos de profundidade de descarga utilizados para LVD são, para baterias de ciclo raso, de 20 a 40 % e, para as de ciclo profundo, de 50 a 80 %. Estes valores permitem, em geral, uma boa relação custo-benefício, mas dependem fortemente de especificidades de cada aplicação (comportamento da carga, características da bateria, vida útil esperada, dentre outras).

Controladores de carga usados em climas frios podem ter uma proteção que eleva a tensão do LVD quanto a temperatura ambiente está muito baixa para evitar o congelamento do eletrólito. Esta preocupação não se aplica ao caso do Brasil.

Compensação térmica

Como visto no item 4.3, as características de carregamento das baterias mudam com a variação da temperatura. A compensação térmica faz-se mais necessária quando a temperatura de operação das baterias chumbo-ácida excede a faixa de $\pm 5^{o}$C em torno da temperatura ambiente de 25 ^{o}C. Se a concentração do eletrólito foi ajustada para temperatura ambiente local e a variação da temperatura das baterias for pequena, a compensação pode não ser necessária.

Alguns controladores possuem um sensor de temperatura externo a ser fixado em uma das baterias, que permite mudar os pontos de regulagem de acordo com a temperatura (-6 a -4 mV/célula.°C, para baterias de chumbo-ácido). Para uma bateria de chumbo-ácido de 12 V de tensão nominal tem-se aproximadamente uma variação de -30mV/°C. Assim, uma variação de 10°C acarreta

[24] LVR – *low voltage reconnect*.

uma mudança de 0,3 V na tensão da bateria. Este valor equivale a uma variação de tensão da ordem de 2,5 %, justificando a necessidade de compensação térmica dos pontos de regulagem.

O sensor deve ter um bom contato térmico com o invólucro de uma das baterias no centro do banco e nunca deve ser imerso no eletrólito da bateria ou conectado ao seu terminal.

A compensação térmica normalmente aplica-se somente à carga da bateria, em particular à tensão final de carga (HVD). Conforme já mencionado, a não ser que se se opere as baterias em temperaturas muito baixas, o que não é o caso do Brasil, não se aplica compensação de temperatura na tensão de LVD.

Alarmes e indicações visuais

Muitos controladores de carga têm LEDs (*light emitting diode*- diodo emissor de luz) que indicam ao usuário sua condição operacional. Um LED é aceso quando as baterias estão completamente carregadas. Outro LED para mostrar quando o gerador fotovoltaico está carregando as baterias. Um terceiro LED pode mostrar quando o estado de carga da bateria está muito baixo.

Há controladores que dispõe de um display (LCD etc) usado para indicar a tensão da bateria, mostrando o seu estado de carga aproximado. Pode informar também a corrente que flui na bateria, mostrando como a energia está sendo usada pela carga, bem como a corrente que flui do painel para as baterias, mostrando como está sendo feito o processo de carga.

Com medição de tensões e correntes e LEDs indicando o desempenho do sistema, a localização de falhas e operações de manutenção ficam mais fáceis. O display deve ser acionado apenas quando uma leitura está sendo realizada. Por outro lado, os LEDs devem estar ligados continuamente.

Desvio da energia do gerador

Alguns controladores de carga têm a capacidade de desviar a energia de um gerador fotovoltaico para uma carga adiável[25], quando as baterias estão completamente carregadas, para aproveitar adequadamente essa energia, que, de outra forma seria desperdiçada.

4.5.3 – Controladores de carga baseados em tensão

Como já mencionado, este tipo de controlador é o mais utilizado, embora apresente uma série de inconvenientes para a sua operação eficiente. Todas as decisões são tomadas com base no valor instantâneo da tensão nos terminais da bateria. Esses controladores possuem parâmetros básicos

[25] Carga adiável é um tipo de carga que só funciona quando há excesso de energia no sistema, como, por exemplo, uma bomba d´água que armazena água num compartimento extra. Uma carga adiável interessante é um ventilador para exaustão de gases do compartimento das baterias, o que constitui uma aplicação bastante adequada, pois quando as baterias estão totalmente carregadas pode haver produção de gases.

idênticos, variando somente os pontos de regulagem em suas calibrações. Variam, fundamentalmente, quanto ao nível de sofisticação, qualidade e funções disponíveis.

Os dados dos fabricantes geralmente fornecem os limites de aplicação do controlador, tais como correntes de carga e do gerador fotovoltaico, temperaturas de operação, perdas e pontos de regulagem. Em alguns casos, os pontos de regulagem podem variar de acordo com a temperatura ou com a oscilação da corrente da bateria ou através de ajustes realizados pelo próprio usuário.

A Tabela 4.12 apresenta um exemplo de especificações do fabricante para controladores de carga do tipo *on-off* de 6 a 48 V, sem as opções de compensação de temperatura. Os parâmetros "término do carregamento" e "reinício do carregamento" estão associados à proteção contra sobrecarga (HVD), enquanto que "tensão de desconexão" e "reconexão" se referem à proteção contra descargas profundas, ou seja o LVD.

Tabela 4.12–Exemplo de especificações para os pontos de ajuste um controlador de carga *on-off* baseado em tensão.

Parâmetros	Tensões nominais (V)					
	Unidades	6	12	24	36	48
Máxima tensão de circuito aberto do gerador	V	22	22	44	66	88
Queda de tensão	V	0,55	0,55	0,55	0,90	0,90
Término do carregamento (HVD)	V	7,1 ± 0,1	14,3 ± 0,2	28,6 ± 0,4	42,9 ± 0,6	57, 2 ± 0,8
Reinício do carregamento (HVR)	V	6,6 ± 0,2	13,2 ± 0,3	26,4 ± 0,6	39,6 ± 0,9	52,8 ± 1,2
Consumo de corrente	mA	10	10	10	10	10
Faixa da temperatura de operação	°C	-20 a 50	-20 a 50	-20 a 50	-20 a 50	-20 a 50
Faixa da temperatura de armazenamento	°C	-55 a 85	-55 a 85	-55 a 85	-55 a 85	-55 a 85
Desconexão da carga (LVD)	V	5,8 ± 0,2	11,5 ± 0,2	23,0 ± 0,4	34,5 ± 0,6	46,0 ± 0,8
Reconexão da carga (LVR)	V	6,5 ± 0,2	13,0 ± 0,2	26,0 ± 0,4	39,0 ± 0,6	52,0 ± 0,8

A relação entre o estado de carga e as quantidades físicas acessíveis (tensão, concentração do eletrólito etc.) e sua dependência de parâmetros externos, em especial da temperatura, não é bem compreendida. A Figura 4.17 mostra as características do carregamento de uma célula de Chumbo-ácido. Pode-se verificar que o estado de carga, resultante do produto do tempo com a taxa de carga, tem uma relação bastante complexa com a tensão e a corrente de carregamento (taxa de carga). A tensão varia muito lentamente na faixa de 30 a 80 % do estado de carga. Assim, se a descarga da bateria deve ser limitada precisamente, por exemplo, em 40 %, será difícil determinar um único valor de tensão que represente este estado de carga. Isto se torna ainda mais difícil se forem considerados os efeitos de envelhecimento, temperatura, taxa de descarga, etc. Controladores que apresentam opções de compensação de temperatura precisam de informações específicas detalhadas da bateria a ser utilizada como, por exemplo, valor da resistência interna e coeficiente de variação da tensão com a

temperatura. Variações bruscas de corrente também resultam em modificações na tensão da bateria, difíceis de modelar.

Outro problema para os sistemas fotovoltaicos é determinar o ajuste do ponto de regulagem indicativo da tensão de desconexão (LVD). Se a decisão recair em ter uma pequena profundidade de descarga (10 a 20 %), provavelmente a vida útil da bateria se prolongará, porém o controlador poderá interrompera energia que está alimentando a carga sem que haja uma necessidade real. Por outro lado, se uma profundidade de descarga maior (30 a 50 %) for permitida, poderá haver redução da vida da bateria.

4.5.4 – Controladores de carga baseados em estado de carga da bateria

Um controlador ideal para a aplicação fotovoltaica isolada deve, além de satisfazer os objetivos básicos apresentados, gerenciar a carga de acordo com a disponibilidade de energia solar, necessitando para tal possuir uma informação confiável do estado de carga da bateria em um dado instante. Deve evitar penalizar o usuário, ao mesmo tempo em que busca satisfazer os requisitos de operação das baterias como, por exemplo, evitando que baterias de chumbo-ácido permaneçam descarregadas por longos períodos.

Os primeiros controladores de carga desenvolvidos e disponibilizados no mercado eram dispositivos analógicos convencionais baseados em tensão. Entretanto, essa estratégia de controle, apesar de simples, não era muito adequada para proteger a bateria contra descargas profundas, pois a tensão da bateria não depende somente do estado de carga, mas também do seu fluxo de corrente. Assim, a descarga da bateria poderia vir a ser interrompida muito cedo ou muito tarde, prejudicando a operação e/ou comprometendo a vida útil da bateria. Por isso, e por outros motivos, que esses controladores não atendiam às reais necessidades dos usuários.

Controladores de carga “inteligentes” foram desenvolvidos inicialmente para aplicações com baterias portáteis de baixa potência (em geral, níquel-cádmio), como computadores portáteis, telefones celulares etc. Nestes controladores, um circuito microprocessado (capaz de medir, em tempo real, o fluxo de corrente que entra e sai da bateria) calcula a carga correspondente em amperes-hora e, consequentemente, permite conhecer o estado de carga da bateria a qualquer momento.

Atualmente, já são encontrados no mercado controladores de carga baseados em estado de carga da bateria (SOC – *state of charge*) para aplicações em sistemas fotovoltaicos, capazes de implementar as funções de proteção contra carga e descarga excessivas, mantendo independência com relação ao modelo de bateria em questão. O maior desafio para esta tecnologia é a variação da eficiência da bateria em função do estado de carga e da temperatura.

4.5.5–Carga em 3 estágios

O uso de controladores de carga simples do tipo *on-off* atualmente está limitado a sistemas fotovoltaicos para alimentar carga muito pequenas, não sendo mais adotado na prática para SFIs.

Os controladores modernos para SFIs são equipamentos de eletrônica de potência microprocessados que operam em PWM e efetuam a carga da baterias em 3 estágios: grossa, absorção e flutuação, às quais pode se incluir uma quarta fase, a equalização. O algoritmo de controle utilizado por um controlador deste tipo, com controle baseado em tensão, é explicado abaixo:

- Grossa – nesta fase, que caracteriza o início da carga, quando a bateria encontra-se descarregada, o controlador aplica às baterias a máxima corrente que o painel fotovoltaico pode fornecer, até que estas atinjam uma tensão de fim de carga preestabelecida, O painel fotovoltaico funciona como uma fonte de corrente, sendo a tensão imposta pela bateria; Na fase grossas são repostos 80-90% da capacidade; quando então a operação do controlador passa à próxima fase (absorção);
- Absorção – nesta fase a tensão da bateria é mantida constante na tensão de fim de carga por um determinado intervalo de tempo acumulado (normalmente 1h, podendo não ser contínuo) até que a bateria seja considerada totalmente carregada, sendo que para isso a corrente fornecida pelo painel é controlada em PWM[26] e vai se reduzindo gradativamente;
- Flutuação – nesta fase a tensão da bateria também é mantida constante com a corrente controlada em PWM, porém, num nível de tensão de flutuação, que é bastante inferior à tensão de fim de carga. Esta fase se mantém indefinidamente, até que a bateria descarregue e sua tensão fique abaixo da tensão de flutuação por determinado intervalo de tempo (normalmente 1h), quando então um novo ciclo de carga grossa será disparado.
- Equalização – nesta fase o controlador aplica uma tensão mais elevada para causar uma sobrecarga na bateria de forma controlada e obter um borbulhamento (gaseificação) que visa agitar o eletrólito e evitar sua estratificação[27]. Pode ser, por exemplo, utilizada uma tensão até 1 Volt acima da tensão de fim de carga (para sistemas em 12V, 2V para 24V e 4V para 48V) por um intervalo acumulado de 2h, repetido a cada 30 dias. A equalização é opcional e destina-se normalmente somente a baterias Chumbo-ácido

[26] Neste PWM a tensão é da bateria regulada pelo controlador de carga por meio da variação da largura dos pulsos de corrente nela injetados.

[27] Nas baterias chumbo-ácido estacionárias, ao longo do tempo, a concentração do eletrólito se torna maior no fundo do vaso do que no topo, um fenômeno denominado de estratificação. Com isso, a reação ocorre de forma diferente ao longo das placas, possivelmente resultando em corrosão em sua parte inferior. Um pouco de borbulhamento feito de forma controlada, o processo denominado equalização, é considerado benéfico para a bateria por agitar e misturar o eletrólito, eliminando a estratificação.

abertas, pois implica em consumo de água, não sendo recomendada para os demais tipos de baterias, como OPzV.

4.5.6–Controlador SPPM

Os controladores mais sofisticados disponíveis adotam a estratégia de seguimento do ponto de potência máxima do painel fotovoltaico visando aumentar a eficiência do processo de carga. Para isso, o equipamento opera em uma tensão de entrada mais elevada do que os controladores convencionais e inclui um conversor cc-cc como primeiro estágio, de forma a alcançar um melhor casamento entre a curva I-V do painel e as baterias.

Os controladores SPPM tem eficiências na faixa 92-97%. Mais detalhes sobre o seguimento de ponto de potência máxima são disponibilizados no item 4.8.

Para estimar o ganho obtido com um exemplo numérico, podemos supor uma situação hipotética em que um painel de 250Wp seja utilizado para carregar um banco de baterias chumbo-ácido na tensão de 12V.

Na configuração convencional, o painel adotaria módulos fotovoltaicos de 36 células em série e teria uma corrente de pico I_{MP} de cerca de 14,5A. Supondo que a irradiância seja de 1000 W/m^2 e que esta seja a corrente aplicada pelo controlador convencional ao banco de baterias, que se encontra a uma tensão de 12,5V, teríamos então uma potência de ~181W.

Considerando, por outro lado, a utilização de um módulo c-Si de 250Wp com 60 células em série, associado a um controlador SPPM com 95% de eficiência, para carregar o mesmo banco em 12,5V, podemos supor uma potência máxima do módulo P_{MP} de ~206Wp nas condições de temperatura ambiente típicas do Brasil e para uma irradiância de 1000W/m^2, chegando a uma potência útil de ~196W, correspondendo, portanto, a um ganho de cerca de 8% em relação à configuração convencional. O ganho obtido seria maior em caso de temperaturas ambientes mais baixas (o V_{MP} é maior), o que favorece o uso de controladores SPPM em locais mais frios, como Europa e EUA.

Face ao exposto, deve-se analisar cuidadosamente se o incremento de custo e de complexidade e com o uso de um controlador SPPM é compensado no Brasil pelo ganho de energia obtido. Entendemos que seu uso só é justificável para sistemas de potência instalada superior a cerca de 250Wp. Um fator que pode contribuir para a economicidade desta configuração é o fato de que os módulos de 60 células são fabricados para conexão à rede, e, devido ao fator de escala de produção, são mais baratos em R$/Wp do que os módulos de 36 células.

4.5.7 – Registro do Inmetro

Os controladores de carga comercializados no Brasil devem apresentar o registro do Inmetro e a respectiva etiqueta como a da Figura 4.27, afixada no próprio produto. Os ensaios realizados são, em

condições nominais, queda de tensão, tensão de desconexão e reposição do painel fotovoltaico e compensação por temperatura, tensão de desconexão e reposição das cargas, e autoconsumo. Em condições extremas, são realizados ensaios de proteção contra sobretensões na entrada do painel fotovoltaico, proteção contra inversão de polaridade na conexão do painel fotovoltaico, proteção contra inversão de polaridade na conexão das baterias, proteção contra inversão na sequência de conexão bateria-módulo, e proteção contra curto-circuito na saída para a carga.

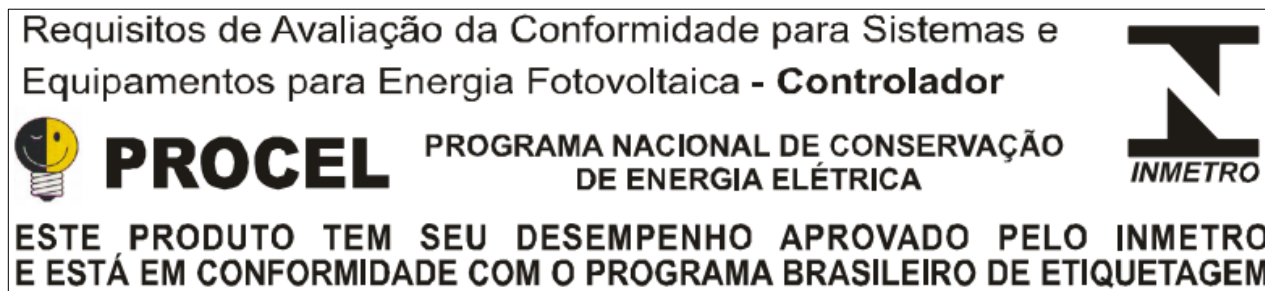



Figura 4.27 – Modelo de etiqueta do Inmetro para controladores de carga. Fonte:(Inmetro, 2011).

4.5.8 – Controladores de carga para outros tipos de baterias

Caso sejam adotados em um SFV outros tipos de baterias que não as Chumbo-ácido, a compatibilidade da bateria com os controladores de carga deve ser assegurada, e não se trata somente de compatibilidade com os níveis de tensão, mas também do próprio algoritmo de operação.

A baterias NiCd e NiMH geralmente são carregadas em corrente constante e o final de carga é detectado por meio do aparecimento de uma derivada negativa na variação da tensão $\left(\frac{dV}{dt} < 0\right)$.

As baterias Li-íon, por sua vez, são carregadas com tensão constante, controlada em cada célula individualmente, a partir da regulação da corrente de carga, com controladores bastante sofisticados. Conforme o item 4.3.5, em função das baixas taxas utilizadas em sistemas fotovoltaicos provavelmente um menor grau de sofisticação é necessário.

Não é recomendada a utilização dos controladores convencionais para SFIs, geralmente específicos para as baterias Chumbo-ácido, em outros tipos de baterias, sem consulta prévia aos fabricantes tanto do controlador quanto da bateria.

4.6 – Inversores

Um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (c.a.) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (c.c.). A energia c.c. pode ser proveniente, por exemplo, de baterias, células a combustível ou módulos fotovoltaicos. A tensão c.a. de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas. Adicionalmente, no caso de sistemas conectados à rede elétrica a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede.

Existe uma diversidade grande de tipos de inversores em função das peculiaridades de suas aplicações. Muitas vezes eles fazem parte de equipamentos maiores, como no caso de UPS (*no-breaks*) e acionamentos eletrônicos para motores de indução. No caso de sistemas fotovoltaicos, os inversores podem ser divididos em duas categorias com relação ao tipo de aplicação: SFIs e SFCRs. Embora os inversores para SFCRs compartilhem os mesmos princípios gerais de funcionamento que os inversores para SFIs, eles possuem características específicas para atender às exigências das concessionárias de distribuição em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede.

De modo geral, inversores para conexão à rede com potências individuais de até cerca de 5kW têm saída monofásica.A partir dessa potência é mais comum a utilização de inversores com saída trifásica, ou inversores monofásicos em associação trifásica.

Os inversores modernos utilizam chaves eletrônicas de estado sólido e o seu desenvolvimento está diretamente ligado à evolução da eletrônica de potência, tanto em termos de componentes (especialmente semicondutores) quanto das topologias de seus circuitos de potência e controle. Enquanto os primeiros inversores para uso em sistemas fotovoltaicos eram meras adaptações de circuitos já existentes, os circuitos mais modernos são desenvolvidos levando em conta a complexidade e as exigências de sua aplicação específica. Desta forma, no decorrer de poucas décadas, as topologias foram sendo otimizadas e os custos de fabricação reduzidos, enquanto que as eficiências de conversão evoluíram até chegar a valores próximos a 99 % em alguns inversores para conexão à rede elétrica.

4.6.1 – Classificação dos inversores

Dependendo do princípio de operação, os inversores podem ser divididos em dois grandes grupos: comutados pela rede (comutação natural) e autocomutados (comutação forçada). A Figura 4.28 mostra uma classificação dos inversores por princípio de operação.

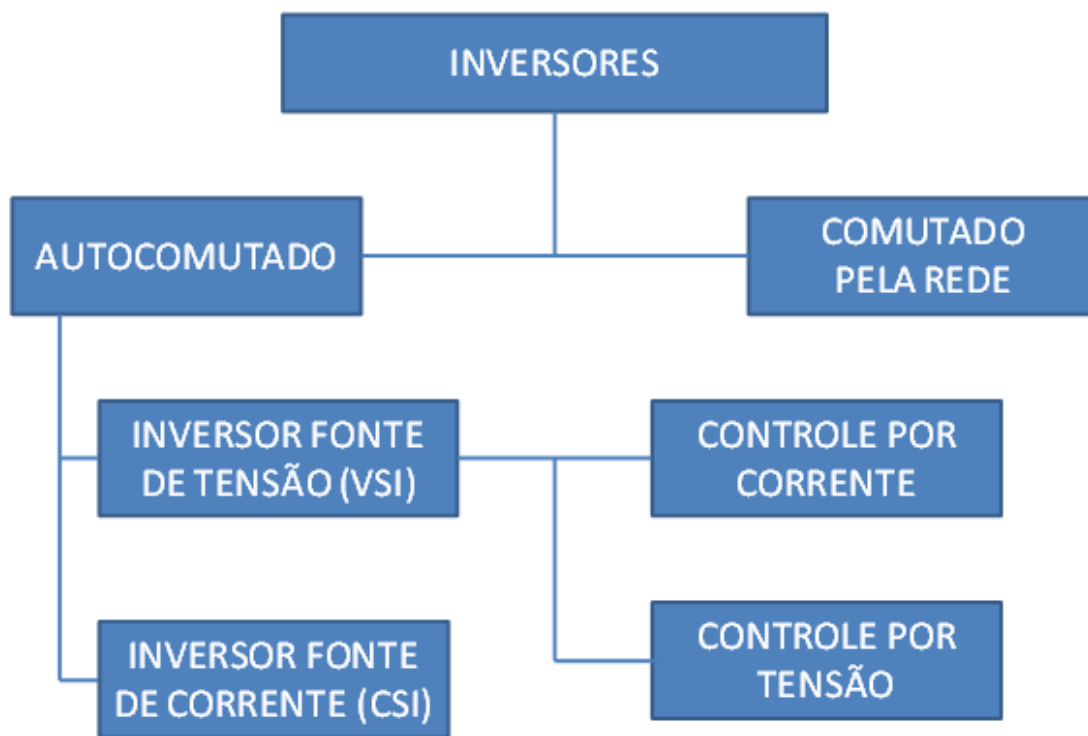



Figura 4.28 – Tipos de inversores classificados de acordo com o princípio de funcionamento.

4.6.1.1 – Dispositivos semicondutores utilizados em inversores

Os inversores são construídos com auxílio de dispositivos semicondutores de potência, que constituem chaves eletrônicas controláveis, podendo ser colocados em estado de condução ou de bloqueio por meio de um sinal de controle, e permitem assim a conversão de tensão cc para ca e vice-versa.

Uma chave ideal teria as seguintes características:

- bloqueia elevadas tensões diretas e reversas, com corrente de fuga desprezível;
- conduz elevadas corrente, com queda de tensão desprezível (baixa resistência);
- chaveia (mudado estado de condução para bloqueio, ou vice-versa) instantaneamente;
- necessita de baixíssima potência para o sinal de controle;

Obviamente, as chaves reais disponíveis apenas se aproximam destas características, e a pesquisa de novos dispositivos semicondutores é contínua. Os dispositivos que vem sendo utilizados em inversores são aqueles apresentados na Figura 4.29, enquanto que suas principais características são descritas na Tabela 4.13. Algumas vezes os componentes SCR, TRIAC e GTO são genericamente denominados de tiristores, enquanto que os demais (BJT, MOSFET e IGBT) são sempre chamados de transistores.

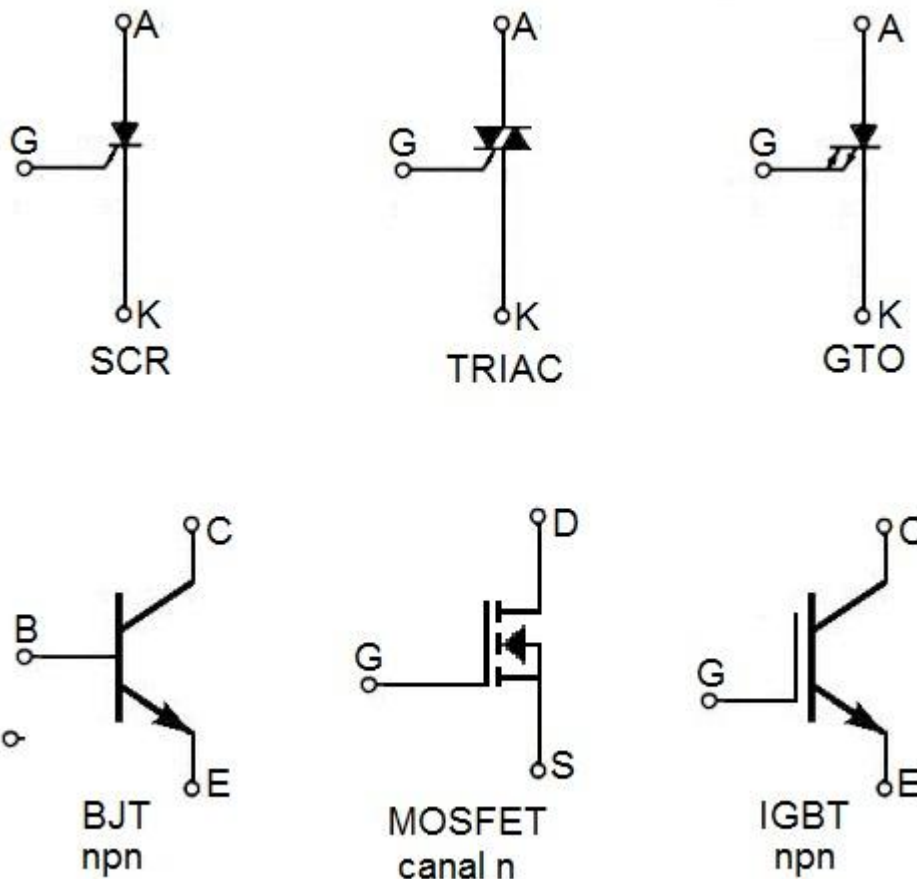



Figura 4.29– Símbolos de componentes utilizados em inversores (A – anodo; K – catodo; G – gate; B- base, C – coletor; E – emissor; D – dreno; S – fonte).

Tabela 4.13 – Características de dispositivos semicondutores de chaveamento.

Características de dispositivos semicondutores de chaveamento	
SCR – *silicon controlled rectifier*	• Permite a passagem de corrente num só sentido (do anodo para o catodo); • O momento do disparo é controlado por um pulso de corrente no terminal *gate*; • O bloqueio não é controlado e ocorre naturalmente quando a polaridade é invertida ou a corrente atinge um determinado valor mínimo (comutação natural, após o disparo o SCR se comporta como um diodo); • A potência consumida no circuito de controle é baixa;
TRIAC – *triode for alternating current*	• É o único que permite a passagem de corrente nos dois sentidos (nos demais para isso é necessária uma associação em anti-paralelo); • O momento do disparo é controlado por um pulso de corrente no terminal gate (o pulso pode ser positivo ou negativo); • O bloqueio é idêntico ao do SCR;

Tabela 4.13 – Características de dispositivos semicondutores de chaveamento (continuação).

Características de dispositivos semicondutores de chaveamento	
GTO – *gate turn-off thyristor*	• Permite a passagem de corrente num só sentido (do anodo para o catodo); • O momento do disparo é controlado por um pulso positivo de corrente no terminal gate; • O bloqueio pode ser controlado por um pulso negativo (corrente elevada, podendo chegar a ⅓ da corrente conduzida) de corrente no terminal gate;
BJT – *bipolar junction transistor*	• Permite a passagem de corrente num só sentido, do coletor para o emissor, para transistores do tipo npn; • O estado de condução é controlado pela aplicação de uma corrente no terminal base; • A corrente de base chega a 10-15% da corrente no coletor, e deve ser mantida para que o BJT continue conduzindo (estado de saturação), ao contrário dos tiristores, que necessitam apenas de um pulso de corrente; • A potência consumida no circuito de controle é significativa; • O bloqueio (estado de corte) ocorre quando a corrente de base é retirada; • As perdas de comutação são consideradas médias, mas as perdas em condução são baixas.
MOSFET – *metal oxide semiconductor field effect transistor*	• Permite a passagem de corrente num só sentido, do dreno para a fonte, para transistores do tipo canal n; • O estado de condução é controlado pela aplicação de uma tensão no terminal gate; • Apresenta menores tempos de comutação do que o BJT e pode ser chaveado em alta frequência; • Tem perdas de comutação muito baixas, mas perdas em condução significativas; • A potência consumida no circuito de controle é pequena.
IGBT – *insulated gate bipolar transistor*	• Permite a passagem de corrente num só sentido, do coletor para o emissor para transistores do tipo npn; • O estado de condução é controlado pela aplicação de uma tensão no terminal gate; • Pode ser chaveado em alta frequência, com perdas de comutação reduzidas; • A potência consumida no circuito de controle é pequena; • Tem baixas perdas em condução; • Combina características do BJT e do MOSFET.

As perdas em condução e na comutação são os principais fatores que determinam a eficiência do inversor, por isso é importante compreendê-las. Tais perdas para um dispositivo semicondutor genérico podem ser visualizadas na Figura 4.30, e são explicadas no texto que se segue.

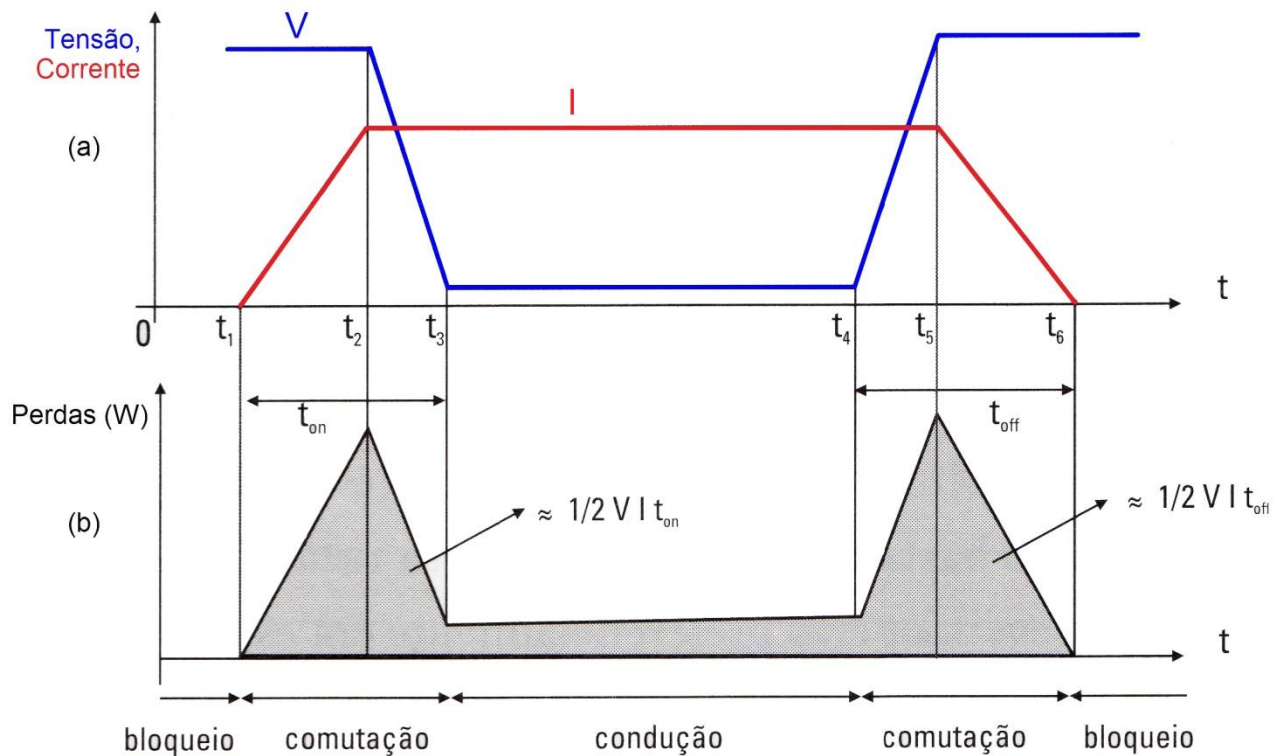



Figura 4.30–(a) Formas de onda de tensão (V) e corrente (I) sobre um dispositivo semicondutor em chaveamento e condução, e (b) potência dissipada em um dispositivo semicondutor em chaveamento e condução (adaptado de PROCEL, 2004).

Bloqueio – nos períodos ($t<t_1$ e $t>t_6$) em que a chave está bloqueada e submetida a determinado nível de tensão, geralmente a corrente de fuga é desprezível (I=0) para esta tensão V, e, portanto, não há perdas no semicondutor.

Comutação – no momento ($t=t_1$) em que o dispositivo recebe o comando para entrar em condução, a corrente começa a subir até atingir seu valor máximo ($t=t_2$), quando então a tensão começa a cair até atingir seu valor mínimo ($t=t_3$). Neste processo, ocorrem as perdas por comutação, resultantes da tensão e da corrente sobre o dispositivo (V x I).No momento ($t=t_4$) em que a chave recebe o comando para entrar no estado de bloqueio, ocorre a sequência inversa de eventos, aparecendo novamente as perdas por comutação, até que a tensão sobre ela volte ao seu valor inicial (V) e a corrente se anule ($t=t_6$).

Condução – no período em que o dispositivo está em condução ($t_3<t<t_4$) também ocorrem perdas, pois ele está submetido a tensão e corrente, mas com potência reduzida.

A energia total dissipada no semicondutor durante o ciclo descrito corresponde à área hachurada (cinza) na Figura 4.30 (b).

4.6.1.2 – Inversores comutados pela rede (para SFCR)

Os primeiros inversores utilizavam tiristores (SCR, TRIAC) como elementos de chaveamento, que são dispositivos semicondutores. capazes de suportar altas tensões e correntes.

Conforme já vimos, uma vez em condução, o dispositivo só é levado ao corte quando a corrente que flui através dele for inferior à chamada corrente de manutenção de condução, ou quando houver uma inversão de polaridade entre anodo e catodo. Como a troca do estado de condução para o estado de corte é controlada pelo circuito de potência, os inversores a tiristor são chamados inversores de comutação natural ou inversores comutados pela rede. Apesar de robustos e simples, sua baixa qualidade de tensão e corrente de saída (devido à alta quantidade de harmônicos) requer o uso de redes de filtragem complexas, onerosas e que implicam e perdas. Com o surgimento de novos dispositivos de chaveamento (MOSFET, IGBT), a utilização de inversores a tiristor foi sendo reduzida e é hoje restrita a unidades de potência elevada (acima de 100 kW) e acionadores (*drivers*) de motores elétricos de grande porte.

4.6.1.3 – Inversores autocomutados

Nos inversores autocomutados os elementos de chaveamento são semicondutores que podem ser postos em estado de condução ou de corte em qualquer instante do ciclo, através de um terminal de controle. Dependendo da velocidade de chaveamento e dos níveis de potência e tensão, são utilizados IGBTs ou MOSFETs nos inversores. Estes dispositivos operam com a estratégia de controle de modulação por largura de pulso (PWM), o que permite um bom controle sobre a forma de onda e o valor da tensão de saída. Os inversores autocomutados podem ser do tipo fonte de corrente (CSI – *current source inverter*) ou fonte de tensão (VSI – *voltage source inverter*). Na configuração fonte de tensão, a mais empregada em sistemas de conversão fotovoltaica, o controle pode ser feito tanto por tensão quanto por corrente, dependendo da grandeza de saída utilizada como referência. Devido à sua estabilidade diante de perturbações na rede e à facilidade no controle do fator de potência, o controle por corrente é adotado na maioria dos modelos para SFCRs, enquanto que o controle por tensão é utilizado principalmente em inversores para SFIs.

Os inversores podem ter um ou dois estágios, como representado na Figura 4.31. Os inversores de um estágio têm por principal característica a robustez e a alta eficiência, devido ao reduzido número de componentes. Por outro lado, no caso de um inversor sem transformador, a tensão c.c. de entrada deve ter um valor mínimo relativamente elevado, equivalente ao valor de pico da tensão c.a. da rede elétrica ou o dobro desta, dependendo da configuração da ponte inversora. A inclusão opcional de um transformador de alta frequência cria um isolamento galvânico entre os lados de corrente contínua e alternada.

(a) (b)

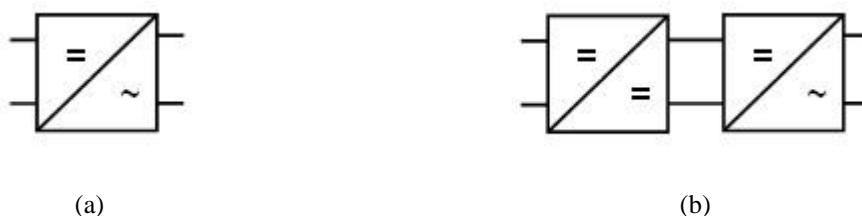



Figura 4.31 – (a) Inversor de um estágio e (b) inversor de dois estágios.

A Figura 4.32 detalha um exemplo de diagrama em blocos de um inversor de dois estágios.

A figura mostra que, quando se trata de um inversor para SFI, a entrada cc é proveniente de um banco de baterias, enquanto que no caso de um inversor para SFCR, a entrada cc provém diretamente de um painel fotovoltaico.

O estágio conversor c.c.-c.c. gera uma tensão adequada no elo cc interno (*link* cc) do inversor. No caso do inversor para SFCR, o conversor c.c.-c.c. normalmente efetua SPPM na entrada proveniente do painel fotovoltaico, enquanto que no caso do inversor para SFI, o estágio conversor c.c.-c.c. é apenas um elevador de tensão.

O elo c.c. interno é um capacitor eletrolítico que tem as funções de armazenamento de energia e filtragem.

O estágio conversor c.c.-c.a. é descrito em detalhes no item 4.6.2 a seguir. O indutor na saída c.a. serve como elemento de filtro, e, no caso de inversor para SFCR, também tem a função de acoplamento à rede elétrica.

Conforme mostra a Figura 4.32, o inversor para SFI alimenta diretamente as cargas elétricas c.a. existentes no sistema isolado, enquanto que o inversor para SFCR é conectado à rede elétrica da distribuidora local. Para inversores de potências nominais até dezenas de kW, a saída c.a. é geralmente em baixa tensão (127Vca ou 220Vca), sendo que para potências da ordem de unidades kW é monofásica enquanto que para potências superiores é trifásica.

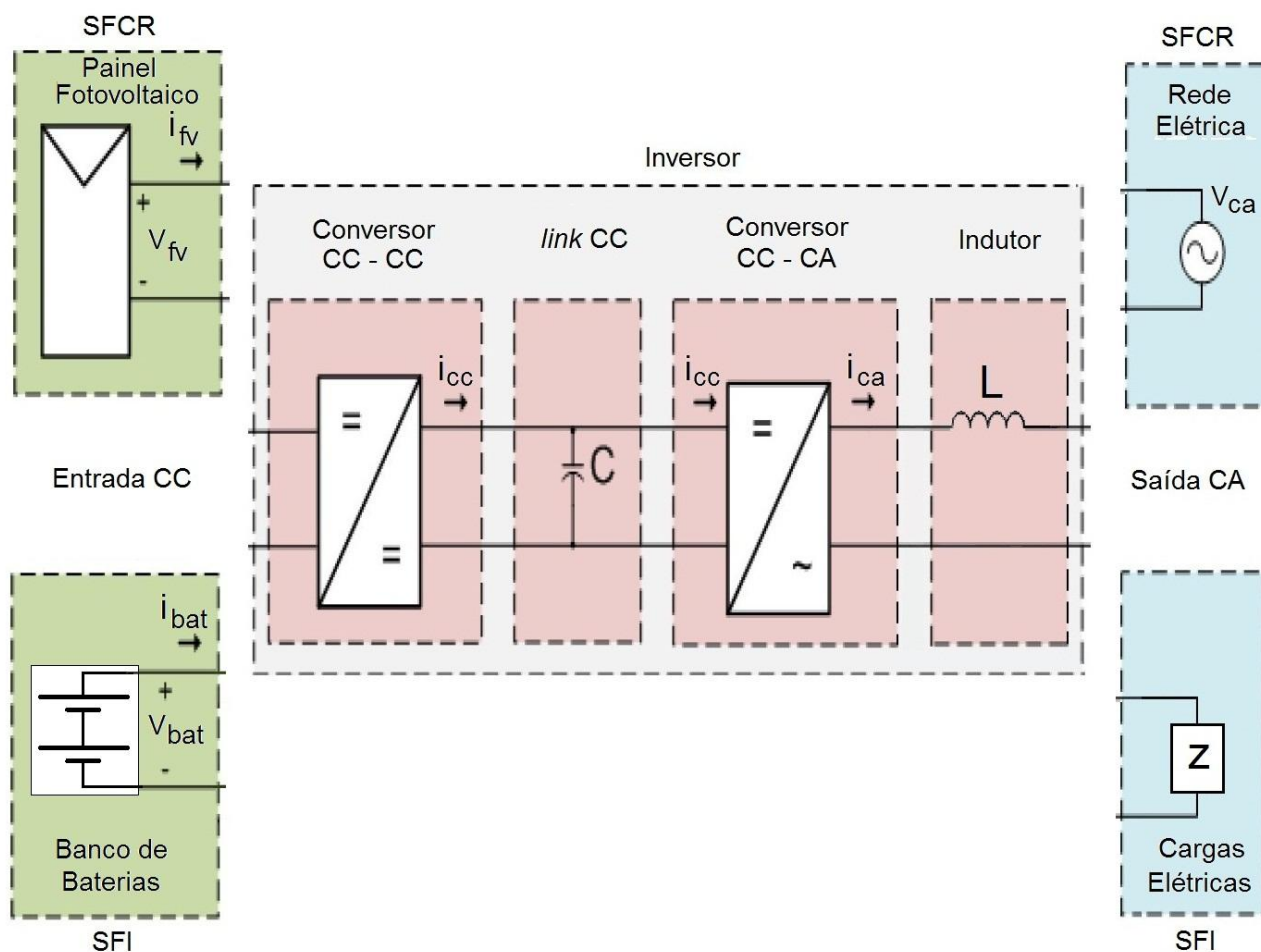



Figura 4.32 – Inversor de dois estágios (adaptado de FILHO, 2012).

4.6.2 –Princípio de funcionamento dos conversores c.c.-c.a.

A Figura 4.33(a) apresenta o esquema do conversor cc-ca de meia ponte (*half bridge*) para um inversor monofásico. As chaves S1 e S2 são representadas genericamente e podem, em princípio, ser qualquer um dos dispositivos semicondutores apresentados na Figura 4.29, associado ao correspondente circuito de controle. Neste circuito, a inversão da polaridade do sinal é obtida pelo acionamento alternado das chaves S1 e S2 numa frequência fixa, que pode ser a frequência de rede elétrica (60 Hz). Como resultado, tem-se uma tensão alternada aplicada sobre a carga. A forma do sinal de saída deste tipo de conversor é uma onda quadrada, variando de $-V_{CC}/2$ a $V_{CC}/2$e m 60 Hz.

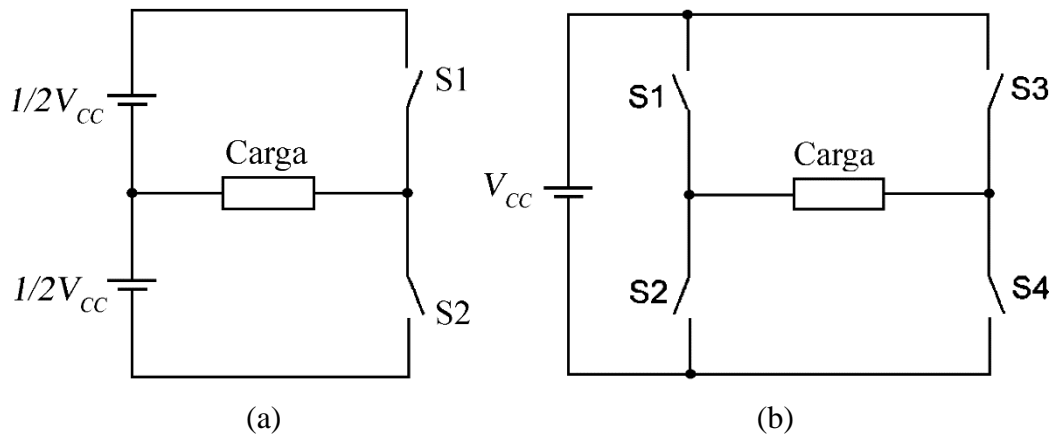



Figura 4.33 – Inversor de (a) meia ponte e (b) ponte completa monofásica.

Se em vez de duas, forem utilizadas quatro chaves, na topologia de circuito representada na Figura 4.33(b), tem-se então um conversor c.c.-c.a. de ponte completa (*full bridge*) para um inversor monofásico. Esta topologia de circuito é também conhecida em inglês como *H bridge inverter,* numa referência à disposição dos componentes no circuito, com as duas "pernas" do H unidas pela carga. Para uma mesma tensão de entrada, o conversor de onda completa produz uma saída com o dobro da amplitude do conversor de meia ponte, variando de $-V_{CC}$ a $+V_{CC}$ (Figura 4.33 b). Esta topologia permite diversas estratégias de funcionamento, dependendo da forma de acionamento das chaves.

A tensão Vcc, representada na Figura 4.33 para alimentação do conversor c.c.-c.a., corresponde na verdade ao elo de corrente contínua (*link* cc) do inversor.

Se as chaves forem acionadas (postas em condução) aos pares de forma alternada e sincronizada (S1 e S4, S2 e S3) em uma dada freqüência (60 Hz), o sinal de tensão resultante na saída do conversor será outra vez uma onda quadrada, como a mostrada na Figura 4.34(a). Apesar de ter como vantagem a simplicidade, este tipo de acionamento não permite o controle da amplitude nem do valor eficaz (RMS) da tensão.

A utilização de um diferente esquema de chaveamento, no qual os pares S1/S4 e S2/S3 sejam acionados não simultaneamente, mas defasados entre si por um determinado ângulo (tempo), provoca cancelamentos de tensão em determinados intervalos do ciclo. O resultado na saída do conversor é a chamada onda quadrada modificada[28], cuja forma de onda está representada na Figura 4.34(b).

Neste caso, a tensão RMS de saída passa a poder ser controlada através do ângulo de defasagem no disparo dos dispositivos de chaveamento e a forma de onda apresenta menor distorção harmônica (THD atinge cerca de 30%), tornando-se um pouco mais assemelhada a uma senóide. O valor eficaz da componente fundamental (60 Hz) da tensão de saída da onda quadrada modificada é dada, neste caso, pela Equação 4.18.

[28] Também chamada por alguns autores e fabricantes de onda retangular ou onda senoidal modificada.

$$V_{rms} = \frac{2\sqrt{2}}{\pi} \cdot V_{cc} \cdot \cos\left(\frac{\pi \cdot t_c}{T}\right) \tag{4.18}$$

Onde:
V_{rms}(V) – tensão eficaz da componente fundamental;
V_{cc}(V) – tensão cc da entrada;
T(s) – período da senóide (1/60);
t_c(s) – período de bloqueio (intervalo entre os pulsos - tempo com tensão zero), cuja variação permite o controle da tensão de saída (ver Figura 4.34 b).

(a)

(b)

(c)

(d)

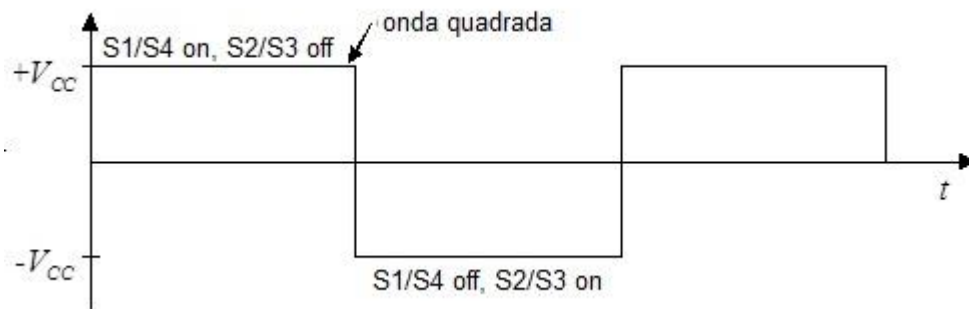
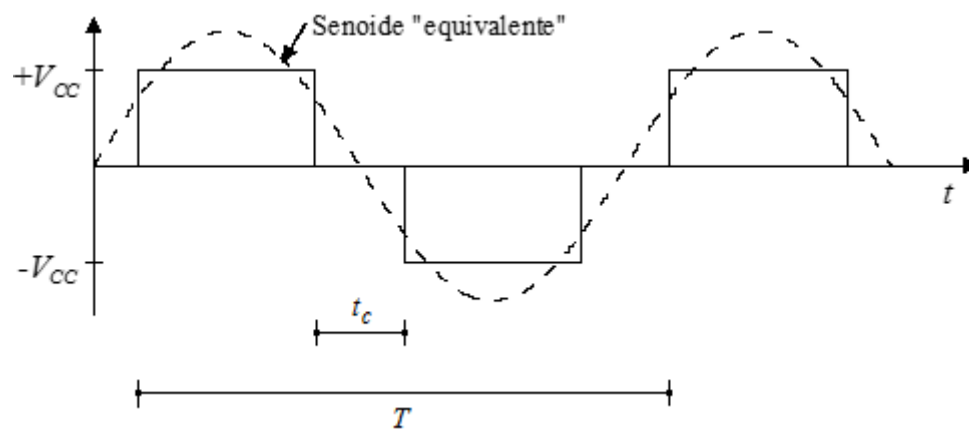
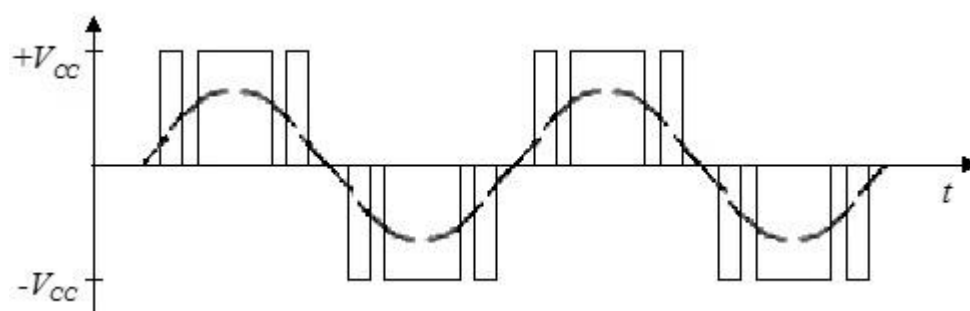
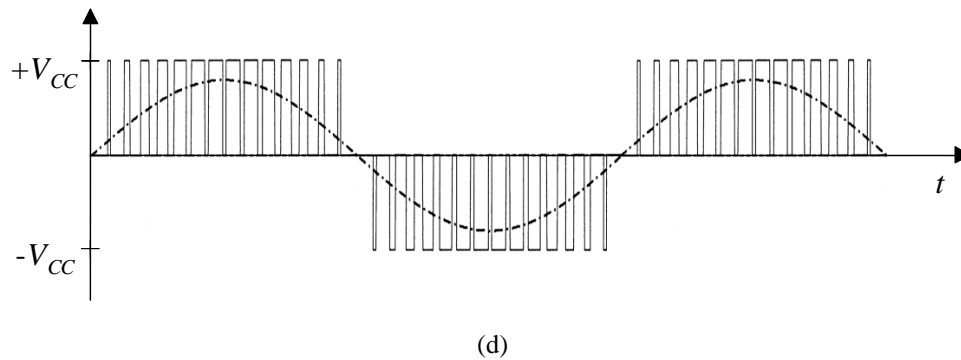



Figura 4.34–Possíveis formas de onda da tensão de saída de um conversor c.c.-c.a. de ponte completa: (a) onda quadrada, (b) onda quadrada modificada, (c) 3 pulsos e (d) modulação por largura de pulso PWM.

As saídas dos inversores de onda quadrada,assim como os de onda quadrada modificada, apresentam um alto nível de distorção harmônica. A atenuação desses harmônicos pode ser feita através de filtros, que, além de caros, complexos e volumosos, geralmente consomem muita potência, prejudicando a eficiência do inversor. Por isso, o uso de inversores de onda quadrada e quadrada modificada, que são do tipo denominado monopulso, é limitado a aplicações em SFIs e, mesmo assim, para alimentação de cargas não críticas. Com a modificação da estratégia de chaveamento e aumento do número de pulsos a cada semiciclo, a forma de onda se aproxima mais da senoidal, ou seja, a distorção harmônica vai sendo reduzida.

A Figura 4.34(c) mostra, a título de exemplo, uma hipotética forma de onda com 3 pulsos por semiciclo. Na prática, nas aplicações nas quais a eficiência na conversão e a qualidade da energia são fatores determinantes, são utilizados os inversores multipulsos, com formas de onda como a mostrada na Figura 4.34 (d), com 14 pulsos por semiciclo.

Nos conversores cc-ca de inversores modernos, a estratégia de controle mais utilizada é a PWM. Apesar de existirem vários esquemas PWM, todos eles baseiam-se no acionamento dos dispositivos de chaveamento a uma frequência constante (dezenas ou centenas de kHz), porém com um ciclo de trabalho (razão entre o tempo de condução e o período) variando ao longo do semiciclo proporcionalmente ao valor instantâneo de um sinal de referência. Iniciando com pulsos estreitos quando a amplitude da senóide de referência é baixa, os pulsos vão se alargando conforme o valor instantâneo da referência aumenta.

A Figura 4.35 detalha a implementação de uma das possíveis estratégias de PWM, denominada chaveamento bipolar. Na Figura 4.35(a) observa-se que o controle do chaveamento é feito pela comparação de uma tensão de referência (V_{caref}), que é uma senóide na frequência da rede (60 Hz), com um sinal triangular (V_{tri}) de frequência muito superior, ambas geradas internamente no conversor c.c.-c.a. As duas formas de onda podem ou não ser sincronizadas e as relações entre suas freqüências e amplitudes controlam os parâmetros da saída. Quando a tensão de referência tem valor superior à onda

triangular, então são postas em condução as chaves S1/S4, enquanto que S2/S3 permanecem em bloqueio, aplicando assim uma tensão positiva ($+V_{cc}$) na carga. Nos momentos em que a tensão de referência é inferior à da onda triangular, os estados das chaves são invertidos e a carga recebe tensão negativa.

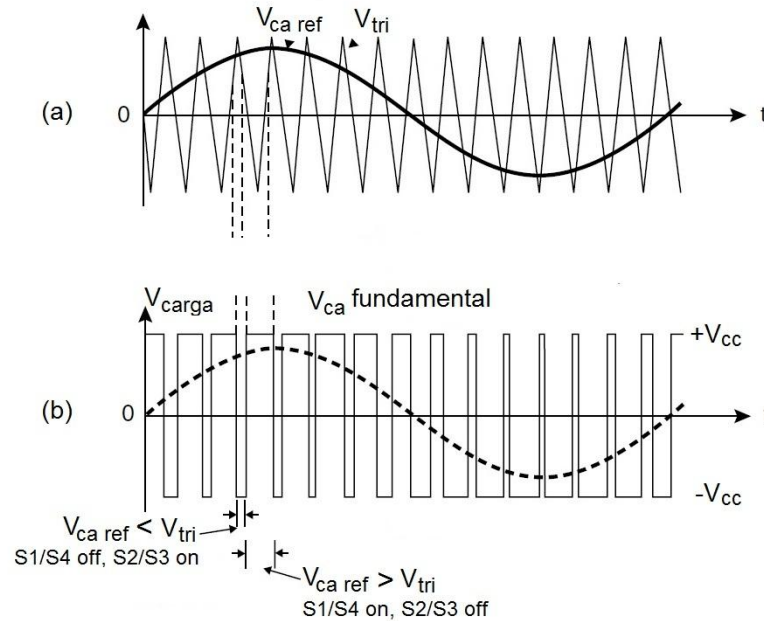



Figura 4.35–Estratégia de controle PWM para um conversor cc-ca – tensões de controle V_{caref} e V_{tri}(a) e tensão na saída V_{carga}(b) (adaptado de SKVARENINA, 2001).

Após uma filtragem adicional com filtro passa-baixa para retirar as componentes harmônicas de alta frequência, o sinal de saída é praticamente senoidal, conforme as formas de onda mostradas nas Figuras 4.34(d) e 4.35(b) (representam diferentes estratégias de PWM).

Além de baixa THD, os inversores PWM apresentam também elevada eficiência e uma ótima regulação da tensão de saída. Esses dispositivos são indicados para equipamentos eletrônicos sensíveis. Comparados com inversores de onda quadrada, possuem custo mais elevado como resultado da maior complexidade dos circuitos.

As frequências de chaveamento situam-se na faixa de 10-100 kHz, de forma que a compatibilidade eletromagnética (EMC) deve ser considerada no projeto do equipamento, visando evitar interferências, o que inclui itens como blindagem, filtragem e aterramento.

Vale destacar que a RN 493/2012 (ANEEL, 2012a) exige a utilização de inversores com forma de onda senoidal em sistemas de geração isolados tipo SIGFI e MIGDI. Devido aos critérios de qualidade impostos pela rede elétrica, os inversores para conexão à rede também devem apresentar forma de onda de saída senoidal e com baixa distorção harmônica.

A Figura 4.36 mostra uma ponte trifásica completa de um conversor cc-ca, implementada utilizando IGBTs, cuja topologia de circuito apenas acrescenta mais uma “perna” à ponte H

monofásica completa já mostrada na Figura 4.33(b), e que é operada conforme estratégias de chaveamento também análogas às já apresentadas. Na prática, tais pontes com 6 IGBTs (ou outros dispositivos) já são fornecidas como *power blocks* por vários fabricantes, sendo que a elas é necessário acrescentar o circuito de controle, normalmente baseado em DSP.

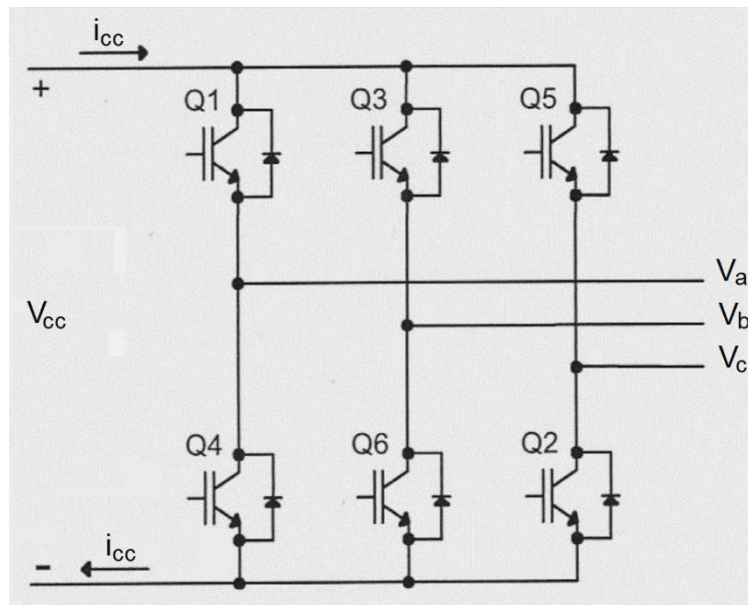



Figura 4.36– Ponte trifásica (adaptado de FILHO, 2012).

Supondo, para fins de simplificação, que a lógica de acionamento dos IGBTs seja feita em 6 tempos, de acordo com a sequência mostrada na Tabela 4.14, então obtém-se uma saída em onda quadrada modificada trifásica, ilustrada na Figura 4.37. Na realidade, o acionamento é feito ajustando os ângulos de disparo para manter a regulação da tensão RMS, da mesma forma que para o caso monofásico.

Tabela 4.14 – Lógica de acionamento de uma ponte trifásica (6 tempos).

Tempo	IGBTs em condução[29]	V_{ab}	V_{bc}	V_{ca}
1	Q_1, Q_2 e Q_3	0	$+V_{cc}$	$-V_{cc}$
2	Q_2, Q_3 e Q_4	$-V_{cc}$	$+V_{cc}$	0
3	Q_3, Q_4 e Q_5	$-V_{cc}$	0	$+V_{cc}$
4	Q_4, Q_5 e Q_6	0	$-V_{cc}$	$+V_{cc}$
5	Q_5, Q_6 e Q_1	$+V_{cc}$	$-V_{cc}$	0
6	Q_6 Q_1 e Q_2	$+V_{cc}$	0	$-V_{cc}$

[29] As condições Q1, Q3 e Q5, e Q4, Q6 e Q2 são proibidas por conectarem todas as fases ao mesmo potencial.

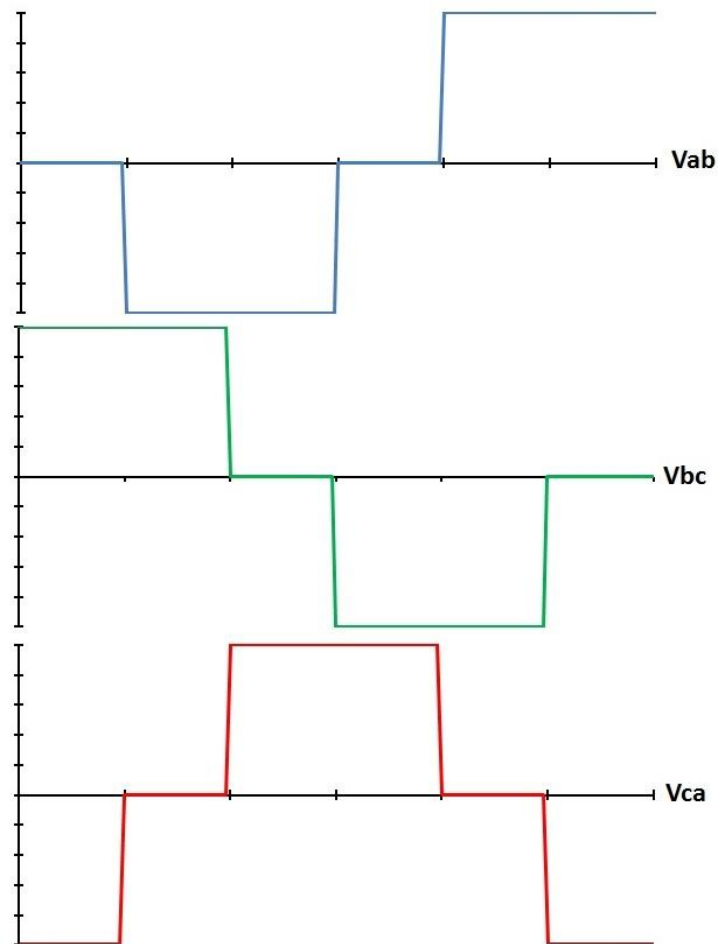



Figura 4.37–Forma de onda quadrada modificada trifásica.

A Figura 4.38, por sua vez, apresenta uma estratégia de chaveamento PWM trifásica, que se baseia na comparação de 3 formas onda de referência defasadas em 120° ($V_{caref,A}$; $V_{caref,B}$ e $V_{caref,C}$) com um sinal triangular (V_{tri}), para controlar o acionamento dos IGBTs.

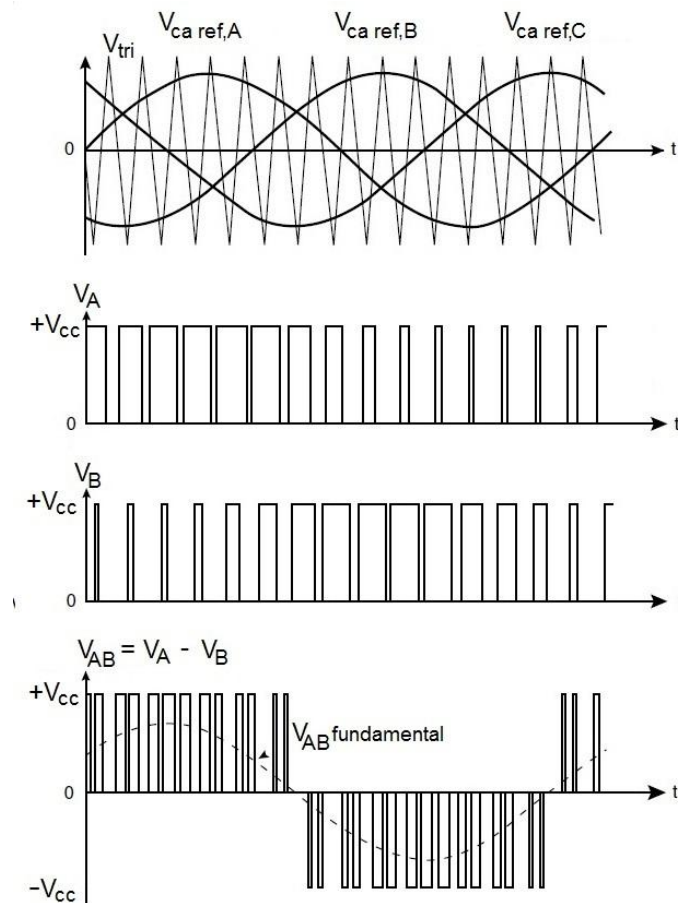



Figura 4.38 – Estratégia de controle do chaveamento para PWM trifásico (adaptado de SKVARENINA, 2001).

4.6.3–Características dos inversores

A forma da onda geralmente é uma indicação da qualidade e do custo do inversor. Conforme visto anteriormente, ela depende do método de conversão e filtragem utilizado para eliminar os harmônicos indesejáveis resultantes da conversão.

Outro aspecto que determina a qualidade dos inversores é a sua eficiência de conversão. Nos inversores a eficiência não é constante e seu valor depende da potência demandada pelos equipamentos de consumo (carga), e também de seu fator de potência. Os fabricantes normalmente anunciam a eficiência na carga nominal, mas nem sempre destacam o fato de que sob cargas parciais seus dispositivos apresentam baixas eficiências. Para os usuários de sistemas com necessidades variáveis de potência, altas eficiências em cargas parciais são importantes.

Um parâmetro importante a ser considerado em um inversor para SFI, especialmente para sistemas tipo SIGFI, é a potência que o dispositivo consome em condições de espera (*standby*). A economia de energia em modo de espera pode reduzir a capacidade de geração fotovoltaica necessária na etapa de dimensionamento do projeto e, como consequência, reduzir o custo de aquisição do sistema com um todo. O valor máximo de corrente de autoconsumo de inversores para SFIs admitido

no RAC para ensaio do Inmetro é de 3% da corrente consumida em carga nominal, em toda a faixa de tensão de entrada.

Alguns inversores, seja para SFIs ou para SFCRs, podem ter limitações de potência quando em operação em temperaturas ambientes elevadas.

Outra característica importante é de que um inversor para SFIs deve tolerar surtos de corrente que ocorrem, por exemplo, na partida de motores elétricos, os quais podem exigir valores mais de 10vezes superiores à corrente nominal do motor em curtos períodos de tempo, antes de entrar em regime normal de trabalho. Alguns modelos de inversores podem tolerar altas potências de surto, como por exemplo duas vezes a potência nominal em 1 minuto ou três vezes a potência nominal em 5 segundos. A potência de surto suportada pelo equipamento varia inversamente com o tempo de duração do surto.

A título de exemplo, a Tabela 4.15 abaixo mostra as especificações reais de um determinado equipamento de potência nominal de 5.000 W, em relação a potência de surto e temperatura de operação, extraídas das folha de dados técnicos do fabricante.

Tabela 4.15 – Exemplo de especificações de potência de pico e de limitações térmicas da potência de um inversor.

<table>
<tr><td></td><td colspan="2">@ 25 °C</td><td colspan="2">@ 45 °C</td></tr>
<tr><td>Potência c.a. contínua</td><td colspan="2">5.000W</td><td colspan="2">4.000W</td></tr>
<tr><td></td><td>30 min</td><td colspan="2">1min</td><td>3 s</td></tr>
<tr><td>Potência de pico</td><td>6.500 W</td><td colspan="2">8.400 W</td><td>12.000 W</td></tr>
</table>

Alguns modelos de inversores para SFIs permitem a operação em paralelo de mais de uma unidade e/ou podem ser integrados para criar circuitos bifásicos ou trifásicos.

Para especificar um inversor é preciso primeiramente considerar qual é o tipo de inversor: inversor de bateria, para SFI, ou inversor para SFCR. Os parâmetros que devem ser especificados são: a tensão de entrada c.c. e a tensão de saída c.a, faixa de variação de tensão aceitável, potência nominal, potência de surto, freqüência, forma de onda e distorção harmônica (THD), grau IP de proteção, temperatura ambiente e umidade do local da instalação além das certificações e tempo de garantia desejados.

As características a serem observadas nas especificações de um inversor fotovoltaico são apresentadas a seguir.

- ***Forma de onda e Distorção harmônica***: a forma de onda da tensão c.a. produzida deve ser a senoidal pura. A distorção harmônica total (THD) deve ser inferior a 5% em qualquer potência nominal de operação.
- ***Eficiência na conversão de potência:*** a eficiência é a relação entre a potência de saída e a potência de entrada do inversor. Nas especificações fornecidas pelos fabricantes há

referência, usualmente, apenas à eficiência máxima. Entretanto, deve-se ter em conta que as variações na potência de entrada e saída, o fator de potência da carga, e outros fatores influem negativamente na eficiência do inversor. A eficiência dos inversores varia, normalmente, na faixa de 50 a 95 %, podendo diminuir quando estão funcionando abaixo da sua potência nominal. Quando operando alguns motores, a eficiência real pode ser inferior a 50 %. Na Figura 4.39 são mostradas algumas curvas de eficiência de inversores para uso em SFIs.

Segundo os critérios especificados no RAC para ensaios de equipamentos fotovoltaicos do Inmetro (INMETRO, 2011), a eficiência do inversor isolado deverá ser superior a 80% na faixa de operação entre 10% e 50% da potência nominal e igual ou superior a 85% na faixa entre 50% e 100% da potência nominal. Atualmente, tem-se no mercado inversores que apresentam eficiências bastante altas, o que permite especificações de níveis superiores a pelo menos 85 e 90%, respectivamente.

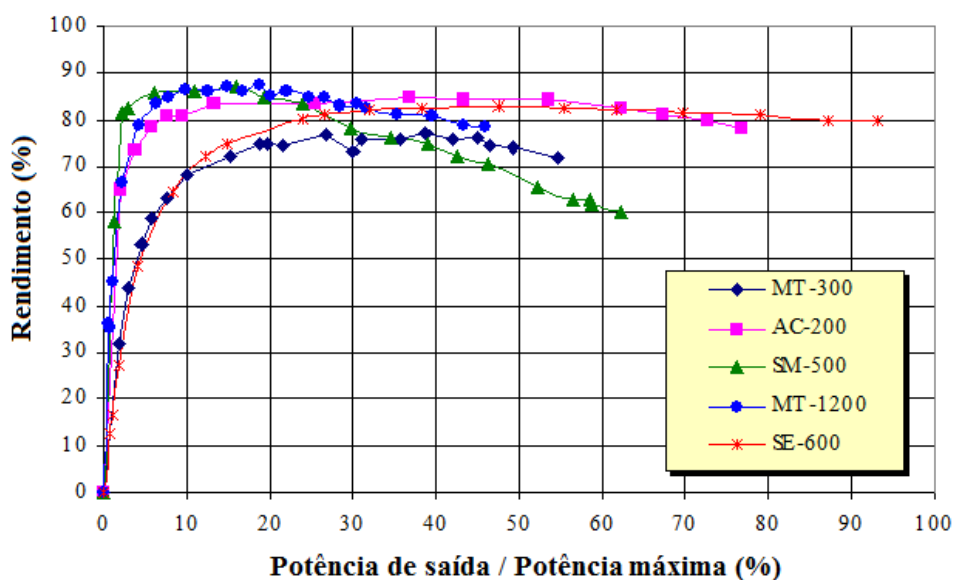



Figura 4.39– Curvas de eficiência para cargas resistivas de alguns inversores para uso em sistemas fotovoltaicos isolados. Fonte: (COUTO, 2000).

- ***Potência nominal de saída***: indica a potência que o inversor pode prover à carga em regime contínuo. Num sistema isolado, o inversor deve ser especificado para fornecer uma potência sempre superior às necessidades máximas das cargas conectadas, de forma a considerar um aumento momentâneo da demanda de potência. Para sistemas isolados tipo SIGFI é recomendável escolher uma potência nominal que seja próxima à potência total necessária para alimentar as cargas e que esteja próxima a uma das classificações citadas na RN 493/2012 (ANEEL, 2012a). Para aplicação em MIGDIs recomenda-se utilizar um fator de diversidade que será tanto maior quanto menor for o número de unidades consumidoras a serem atendidas. Para os SFCRs, a potência do inversor está associada à potência do painel fotovoltaico utilizado.

- ***Potência de surto***: indica a capacidade do inversor em exceder sua potência nominal por certo período de tempo. Aplica-se somente aos inversores para sistemas isolados. Deve-se determinar as necessidades de surtos para cargas específicas. Como já citado anteriormente, algumas cargas c.a., quando acionadas, necessitam de uma corrente elevada de partida por um curto período, para entrarem em operação (ver Tabela 4.15).
- ***Taxa de utilização***: é o número de horas que o inversor poderá fornecer energia operando com potência nominal.
- ***Tensão de entrada***: é a tensão c.c. do inversor. Conforme já mencionado, os valores mais utilizados em SFIs no Brasil são 12V, 24V e 48 V, normalmente fornecidos por baterias, e devem ser compatíveis com os requisitos de entrada do inversor. A tensão de entrada do inversor deve ser especificada tanto maior quanto maior for a potência demandada pelas cargas ao sistema fotovoltaico, a fim de se manter as correntes c.c. em níveis aceitáveis. Quando a bateria descarrega-se e a tensão c.c. do sistema cai abaixo de um valor mínimo especificado, o inversor pode ser capaz de desconectar a carga automaticamente, fazendo a função LVD do controlador de carga. Nos inversores para SFCRs, os requisitos relacionados à tensão de entrada do inversor devem ser sempre atendidos pela associação em série/paralelo de módulos.
- ***Tensão de saída***: é regulada na maioria dos inversores, e sua escolha nos sistemas isolados depende da tensão de operação das cargas. No Brasil, dependendo da região ou cidade são usados os valores de 127 ou 220 V, sempre na frequência de 60 Hz.A regulamentação Aneel exige que os inversores para SIGFIs operem na tensão de distribuição BT adotada na região. Quanto aos inversores para SFCRs, a regulamentação especifica que devem operar em BT para potências de até 100kW, enquanto que para potências superiores até 1MW, a injeção deverá ser feita na MT de distribuição (13,8kV).
- ***Regulação de tensão***: indica a variação de amplitude permitida na tensão de saída c.a. Os melhores inversores produzem uma tensão de saída praticamente constante para uma ampla faixa de cargas.As variações na tensão de saída devem estar de acordo com os limites estabelecidos pela Aneel-PRODIST e devem considerar a queda de tensão no circuito de distribuição de energia.
- ***Frequência da tensão de saída***: indica a frequência da tensão c.a. de saída do inversor. Os aparelhos elétricos convencionais usados como cargas c.a. no Brasil são fabricados para operar na frequência de 60 Hz. Alguns tipos de equipamentos, como relógios e *timers* eletrônicos, necessitam de uma cuidadosa regulagem de frequência para não apresentarem perda de desempenho, o que deve ser atendido pelos inversores em SFIs.

- ***Fator de potência***: as cargas mais comuns, em sistemas residenciais, são indutivas com o fator de potência podendo chegar a 0,5. Os melhores inversores são projetados para compensarem as cargas indutivas e manterem o fator de potência próximo de 1, o que maximiza a transferência de potência para a carga. É desejável que a carga tenha um fator de potência elevado, uma vez que isto reduz a corrente necessária para qualquer nível de potência. O inversor deve ter um fator de potência nominal compatível com o fator de potência desejado para as cargas. Se os fatores de potência das cargas não forem incluídos em suas especificações, eles poderão ser obtidos do fabricante.
- ***Consumo de potência sem carga (consumo permanente, autoconsumo, consumo em standby)****:* é a quantidade de potência que o inversor utiliza, mesmo quando nenhuma carga está sendo alimentada. Para reduzir o autoconsumo, alguns inversores monitoram continuamente a sua saída, detectando se alguma carga está sendo usada e passam a operar efetivamente apenas a partir do momento em que uma carga é detectada.
- ***Modularidade****:* em alguns sistemas, o uso de múltiplos inversores é muito vantajoso. Alguns modelos de inversores podem ser conectados em paralelo para operarem diferentes cargas. Algumas vezes é fornecido um chaveamento de carga manual para permitir que o inversor possa atender às cargas críticas em caso de falha. Esta característica aumenta a confiabilidade do sistema.
- ***Temperatura e umidade do ambiente****:* Devem ser citada a temperatura ambiente máxima do local da instalação na qual se requer a potência nominal do inversor, pois a temperatura de operação do mesmo afeta sua eficiência. Deve ser sempre especificada dissipação de calor por convecção natural (sem partes móveis, como ventoinhas, pois estas, além de consumirem energia, requerem maior manutenção), e o local de instalação deve possuir ventilação adequada. Além disso, deve também ser citada a umidade relativa do ambiente e solicitada proteção adequada quanto a este quesito (por exemplo, isolamento de resina do circuito eletrônico).
- ***Compatibilidade eletromagnética:*** uma vez que efetuam chaveamento em alta frequência, os inversores podem ser elementos geradores de interferência eletromagnética capaz de prejudicar outros equipamentos eletrônicos e, principalmente, de telecomunicações. Os inversores para SFCRs dotados do selo CE mantem (filtragem, blindagem) os níveis de emissões abaixo dos valores máximos estabelecidos pelas normas europeias de EMC.
- ***Grau de proteção:*** O grau de proteção IP (*Ingress Protection*) classifica e avalia o grau de proteção de pessoas contra o contato a partes energizadas sem isolamento; de proteção contra o contato as partes móveis no interior do invólucro e proteção contra a entrada de corpos estranhos. (incluindo partes do corpo como mãos e dedos) e o grau de proteção contra

entrada de poeira e contato acidental com água em carcaças mecânicas e invólucros elétricos. O grau de proteção IP a ser especificado varia de acordo com o ambiente onde o inversor será instalado, se abrigado ou não. Normalmente, para ambientes desabrigados se estabelece IP54 ou melhor e para ambientes abrigados IP20 ou melhor.

- ***Proteções:*** As principais proteções apresentadas pelos inversores para sistemas fotovoltaicos isolados são:

  - ***Sobretensão na entrada c.c***.: um inversor pode ser danificado se o nível de tensão de entrada (c.c.) for excedido. A maioria dos inversores tem sensores que o desconectam da bateria se os limites de tensão especificados forem excedidos.
  - ***Inversão de polaridade na entrada c.c.***
  - ***Curto circuito na saída c.a.***
  - ***Sobrecargas e elevação de temperatura***: recomenda-se incluir controles capazes de desligar a unidade, para impedir danos, se as cargas impostas ao inversor excederem sua capacidade máxima ou se a temperatura de operação do inversor exceder o seu limite. É recomendável que a proteção seja eletrônica e que tente reenergizar o sistema algumas vezes antes de desligar o inversor definitivamente (neste caso é necessária uma religação manual). Isto evita que o sistema fique desligado devido a problemas transitórios.

4.6.4 – Inversores para SFCRs

Uma possível classificação de tipos de inversores para SFCRs é a seguinte:

- ***Inversores Centrais***– inversores trifásicos de grande porte, com potência numa faixa que vai de centenas de kWp até MWp, utilizados em Usinas Fotovoltaicas (UFVs).
- ***Inversores Multistring*** – inversores trifásicos ou monofásicos dotados de várias entradas independentes com SPPMs para conexão de *strings* (fileiras) de módulos. São adequados a instalações urbanas (telhados, fachadas) nas quais cada *string* pode estar submetida a diferentes condições de irradiância e/ou sombreamento. Tem potência na faixa de dezenas de kWp.
- ***Inversores de String*** – inversores monofásicos dotados de apenas uma entrada SPPM, adequados a instalações de microgeração (até 10kWp);
- ***Módulo c.a.* –** módulo fotovoltaico associado a um microinversor (ver item 4.1.7).

Os inversores para SFCRs normalmente efetuam SPPM em suas entradas c.c. como uma forma de eficientização (ver item 4.8).

A eficiência de um inversor para conexão à rede pode ser expressa pelo conjunto de Equações 4.19, 4.20 e 4.21, que é auto explicativo.

$$\eta_{conv} = \frac{P_{c.a.}}{P_{c.c.}} \tag{4.19}$$

$$\eta_{spmp} = \frac{P_{c.c.}}{P_{PM}} \tag{4.20}$$

$$\eta_{tot} = \eta_{conv} \times \eta_{spmp} \tag{4.21}$$

Onde:
$P_{\ c.c.}$(W) – potência instantânea c.c na entrada do inversor;
$P_{\ c.a.}$ (W) – potência instantânea c.a na saída do inversor;
$P_{\ MP}$ (W) – potência instantânea máxima do painel fotovoltaico nas condições de temperatura e irradiância vigentes;
η_{conv}(%) – eficiência de conversão do inversor, o que inclui as perdas nos circuitos, no transformador, nos componentes de chaveamento etc.;
η_{spmp}(%) – eficiência do inversor no seguimento do ponto de máxima potência;
η_{tot}(%) – eficiência total do inversor;

As eficiências totais destes inversores para conexão à rede podem atingir valores de 98% para circuitos sem transformador e 94% para inversores com transformador. Estas eficiências declaradas pelos fabricantes normalmente se referem à eficiência máxima, que se verifica apenas para determinada condição de carga.

No intuito de permitir e facilitar a comparação entre diferentes inversores com base na sua eficiência, foi criada a eficiência européia. Trata-se de uma média ponderada da eficiência do inversor para várias condições de carregamento, de acordo com uma distribuição determinada para o clima europeu (Alemanha), segundo a Equação 4.22.

$$\eta_{euro} = 0{,}03 \times \eta_{5\%} + 0{,}06 \times \eta_{10\%} + 0{,}13 \times \eta_{20\%} + 0{,}10 \times \eta_{30\%} + 0{,}48 \times \eta_{50\%} + 0{,}20 \times \eta_{100\%} \tag{4.22}$$

O valor $\eta_{x\%}$ corresponde à eficiência do inversor para um carregamento de x%, enquanto que os coeficientes (0,03; 0,06; 0,13; etc.) denotam as frações de tempo que o inversor é esperado funcionar naquela condição de carregamento. A maioria dos fabricantes fornece a eficiência europeia nos dados técnicos dos inversores.

Nesta mesma filosofia, no estado da Califórnia (EUA) foi também definida a eficiência californiana, de acordo com a Equação 4.23. A eficiência californiana é considerada mais próxima às condições brasileiras, mas a maioria dos fabricantes não a fornece.

$$\eta_{calif} = 0{,}04 \times \eta_{10\%} + 0{,}05 \times \eta_{20\%} + 0{,}12 \times \eta_{30\%} + 0{,}21 \times \eta_{50\%} + 0{,}53 \times \eta_{75\%} + 0{,}05 \times \eta_{100\%} \tag{4.23}$$

Os painéis fotovoltaicos para os SFCRs devem ser sempre dimensionados de acordo com as características elétricas das entradas do inversor utilizado, incluindo tensão máxima, corrente máxima,

potência máxima e faixa de operação do SPPM. As tensões utilizadas no painel devem ainda estar de acordo com as especificações de tensão máxima de operação dos módulos.

Uma vez que as características técnicas das redes elétricas variam entre países, os requisitos aplicados para interconexão de inversores à rede são definidos em regras locais. No caso do Brasil, tratam-se da regulamentação da Aneel e das normas da ABNT.

No Brasil, os inversores para SFCRs devem atender aos requisitos de proteção exigidos no item 5 da seção 3.3 Módulo 3 do Prodist (Aneel, 2012c), o que inclui a proteção anti-ilhamento e a exigência de transformador de acoplamento, entre outras.

O fenômeno denominado ilhamento é uma situação em que numa determinada seção da rede elétrica a demanda de potência é igual à geração fotovoltaica e um (ou mais) SFCR(s) permanece(m) funcionando e alimentando a carga quando a rede é desenergizada pela distribuidora. É considerada uma situação inaceitável por comprometer a segurança da manutenção da rede. Por isso, os inversores para SFCRs devem ser dotados de proteção anti-ilhamento, o que implica que estes desconectem automaticamente da rede elétrica de distribuição, sempre que esta for desenergizada por motivo de falha ou de manutenção programada da distribuidora.

Alguns inversores incorporam um transformador de acoplamento enquanto que outros não o tem (*transformerless inverters*). Os transformadores podem ser de baixa frequência (60 Hz) para acoplar a tensão de saída na rede, ou de alta frequência (kHz), que tem menores perdas e menores dimensões, porem custo mais elevado (não só o transformador em si, mas o circuito como um todo). No Brasil, a regulamentação Aneel exige o transformador de acoplamento nos SFCRs de minigeração, ou seja, cuja potência instalada é superior a 100kW$_p$, de forma que se estes não já estiverem incorporados no inversor, então terão de ser instalados externamente. A Tabela 4.16 apresenta uma comparação e características de inversores para conexão à rede com e sem transformador.

Tabela 4.16 – Comparação de características de inversores para conexão à rede com e sem transformador.

Com transformador	Sem transformador
- maior peso e volume - maiores perdas (perdas magnéticas e ôhmicas) o que resulta em menor eficiência - permite que o painel fotovoltaico opere numa tensão mais baixa - menor interferência eletromagnética - os circuitos c.c. e c.a são isolados - menores requisitos de proteção	- menor peso e volume - maior eficiência, principalmente se não possuir estágio de conversão c.c.-c.c. (para isso tem que operar com tensão do gerador fotovoltaico superior à tensão de pico da rede) - maior interferência eletromagnética - pode ser necessária a instalação de dispositivos de proteção adicionais (disposto diferencial-residual, disjuntor de corrente direcional etc.), conforme a regulamentação local, devido à falta de isolamento entre os circuitos c.c. e c.a.

No Brasil o inversor para conexão à rede deve atender à norma ABNT NBR 16149:2013 (ABNT, 2013b), que estabelece parâmetros como: faixas de variação de tensão e frequência, THD, proteção contra ilhamento, fator de potência etc.

Quase todos os inversores para conexão à rede existentes no mercado possuem incorporadas funções de monitoração e aquisição de dados, de forma a disponibilizar ao usuário informações operacionais. Entre os dados que podem ser cobertos estão: energia diária gerada, estado do equipamento e histórico de falhas, valores instantâneos de Pcc (potência c.c.), Pca (potência c.a.), Vcc (tensão c.c.), Vca (tensão c.a.), etc. Alguns equipamentos aceitam inclusive a conexão de sensores externos (radiação solar, temperatura, etc.), seja diretamente seja através de equipamentos externos auxiliares. Além de consultados no próprio painel do equipamento, tais dados podem se transferidos através de meios como interface USB, modem GSM e rede *wireless* para análise detalhada em um computador, facilitando sobremaneira a deteção de falhas. Para SFCRs com potências de até algumas dezenas de kWp, tais recursos são equivalentes a um pequeno sistema de supervisão e controle tipo SCADA.

Os inversores para SFCRs são muitas vezes garantidos pelos fabricantes por períodos de 5 a 10 anos.

4.6.5 – Critérios de qualidade de um inversor

Um inversor para sistemas fotovoltaicos deve possuir as seguintes características:

- Alta eficiência de conversão, tanto na carga nominal quanto em cargas parciais;
- Alta confiabilidade e baixa manutenção;
- Operação em uma faixa ampla de tensão de entrada;
- Boa regulação na tensão da saída;
- Forma de onda senoidal com baixo conteúdo harmônico;
- Baixa emissão de ruído audível;
- Baixa emissão de interferência eletromagnética;
- Tolerância aos surtos de partida das cargas a serem alimentadas;
- Segurança tanto para as pessoas quanto para a instalação;
- Grau de proteção IP adequado ao tipo de instalação;
- Garantia de fábrica de pelo menos 2 anos.

Devido à elevada frequência de chaveamento para a formação dos pulsos PWM, os inversores podem gerar perturbações eletromagnéticas. Isto significa que aspectos relativos à compatibilidade eletromagnética precisam ser considerados. Estes problemas podem ser minimizados através do uso de filtros adequados e blindagem do equipamento. O RAC do Inmetro (INMETRO, 2011) ainda não

prevê ensaios de compatibilidade eletromagnética, mas na especificação do equipamento podem ser solicitados requisitos de acordo com normas internacionais, como a IEC 61.000.

Deve-se ainda verificar a disponibilidade de fornecedores e o histórico do fabricante e do modelo do inversor. Em sistemas isolados remotos deve-se preferir a utilização de modelos já testados e confiáveis. A procedência do inversor é uma questão importante já que, diferentemente dos controladores, há muitos fabricantes deste dispositivo que não apresentam a robustez e confiabilidade desejadas.

4.6.6 – Registro do Inmetro

Os inversores comercializados no Brasil devem apresentar o registro do Inmetro e a etiqueta de modelo idêntico à etiqueta de controladores de carga apresentada na Figura 4.27, afixada no próprio produto. Os ensaios a serem realizados são, em condições nominais, autoconsumo, eficiência, distorção harmônica, regulação da tensão e frequência e sobrecarga. Em condições extremas, são realizados ensaios de proteção contra inversão de polaridade, proteção contra curto-circuito na saída, e eficiência, distorção harmônica, regulação da tensão e da frequência em ambiente a 40 ºC.

4.7 – Conversores c.c.-c.c.

Uma aplicação muito comum de conversores c.c.-c.c. é como controlador de carga de baterias a partir da energia gerada por geradores fotovoltaicos. Com a utilização destes conversores é possível controlar de forma mais precisa a corrente e a tensão que são aplicadas às baterias, proporcionando assim um aumento da vida útil das mesmas e uma melhor eficiência do processo de transferência de energia do gerador para a bateria. Outra aplicação típica destes conversores é como controlador em sistemas de bombeamento fotovoltaico, sendo a bomba dotada de um motor c.c.

Este tipo de conversor pode conter um sistema de controle que permite extrair do painel fotovoltaico a máxima potência que está sendo gerada e com isso obtem um melhor rendimento do sistema. Este mecanismo de controle é conhecido por seguimento do ponto de potência máxima (SPPM, ou MPPT em inglês) e, dependendo da situação, pode resultar em significativo ganho de energia.

Também é necessário utilizar este conversor quando se deseja uma tensão c.c. de saída de valor diferente daquele fornecido pelas baterias e geradores fotovoltaicos. Pode-se utilizar este conversor tanto para elevar a tensão (conversores tipo *boost*) quanto para abaixar a tensão (conversores tipo *buck*). Também é possível obter com este conversor várias tensões de saída a partir de uma única tensão de entrada.

A eficiência dos conversores depende dos semicondutores de potência utilizados e de alguns outros fatores, como potência nominal, fator de multiplicação da tensão, etc. Normalmente, os

conversores para abaixar a tensão têm uma eficiência maior do que os conversores para elevá-la. Quanto mais o conversor elevar a tensão de entrada, menor será a eficiência de conversão.

Os conversores c.c.-c.c. também podem proporcionar isolamento galvânico entre entrada e saída, o que pode ser necessário em alguns tipos de aplicação, principalmente quando a tensão de saída é elevada.

Também podem ser parte integrante de inversores, como um estágio de entrada, de forma a adequar o nível de tensão na saída do sistema fotovoltaico ao necessário na entrada do estágio seguinte do inversor, que é o conversor c.c.-c.a.

Normalmente os conversores incluem mecanismos de proteção que garantem uma operação segura e evitam que em caso de alguma falha (curto-circuito na saída, sobretensões de entrada etc.) o mesmo seja danificado.

Em geral, estes equipamentos utilizam conversores tipo BUCK ou CUK[30], em configurações elevadoras ou redutoras de tensão, de forma a obter o valor de tensão necessário na saída. A transferência de energia se processa através do chaveamento da tensão de entrada de forma adequada. Controlando o período e a freqüência de chaveamento dos dispositivos semicondutores, é possível regular a tensão de saída nos valores desejados. Os dispositivos de chaveamento mais utilizados são os transistores de potência em suas várias versões, especialmente MOSFETs e IGBTs (ver item 4.6.1.1).

4.8 – Seguimento do Ponto de Potência Máxima (SPPM)

Um gerador fotovoltaico submetido a uma irradiância solar uniforme (sem sombreamentos parciais) e sem células ou módulos defeituosos tem uma curva *P-V* com o formato semelhante ao apresentado na Figura 4.40(a), na qual existe um único ponto com derivada nula, ou seja, onde atinge um máximo. Este ponto particular da curva é o chamado P_{PM}- ponto de potência máxima, no qual o produto da corrente pela tensão tem o seu valor máximo.

Conforme já apresentado no item 4.1.3, a corrente produzida pelos módulos fotovoltaicos é diretamente proporcional à irradiância solar e é muito pouco afetada pela temperatura da célula. Entretanto, a tensão e, consequentemente, a potência gerada decrescem significativamente com o aumento da temperatura. Portanto, os valores de corrente e tensão de potência máxima (I_{PM},V_{PM} e P_{PM}) são dependentes das condições de irradiância (principalmente a corrente) e de temperatura da célula (principalmente a tensão).

Embora as variações de temperatura da célula sejam tipicamente mais lentas, da ordem de dezenas de segundos, a irradiância pode apresentar mudanças drásticas em questão de segundos, como

---

[30] Trata-se de circuitos de eletrônica de potência baseados em indutores e/ou transformadores e que operam chaveados por dispositivos semicondutores como MOSFETs ou IGBTs.

resultado da passagem de nuvens. Da mesma forma, sombreamentos parciais provocados por árvores e edificações próximas, além de folhas ou sujeiras depositadas sobre a superfície dos módulos, podem provocar distorções na curva característica do gerador fotovoltaico, inclusive com a ocorrência de máximos locais, como mostrado na Figura 4.40(b).

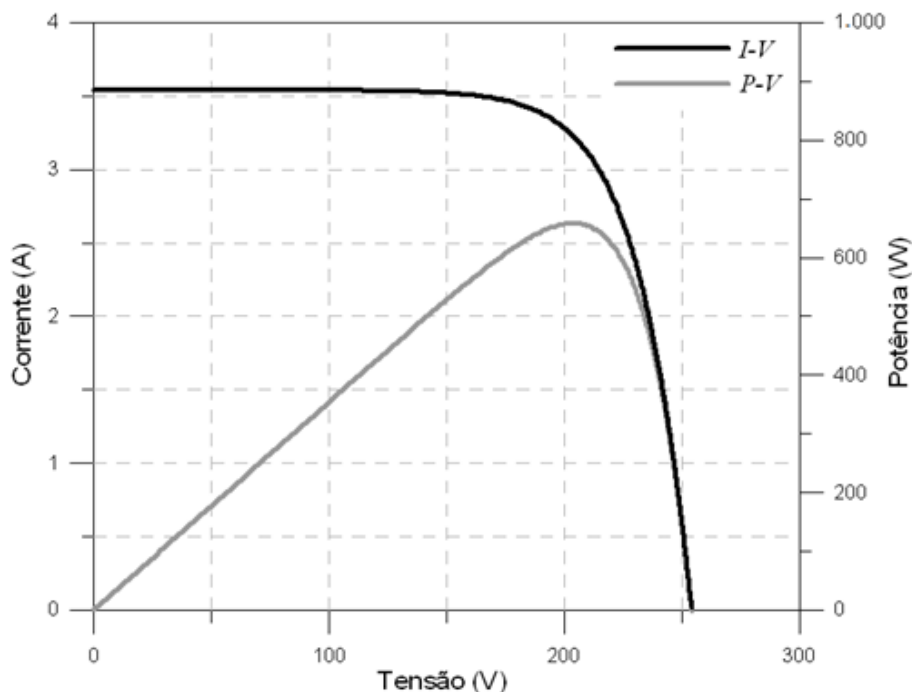
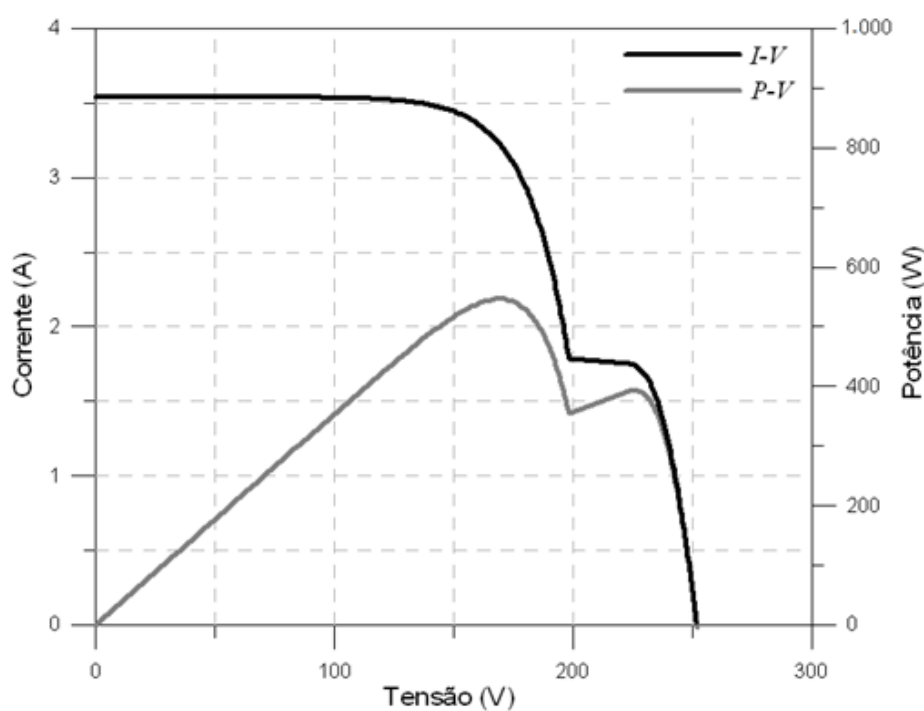



Figura 4.40– Curvas *I-V* (preta) e *P-V* (cinza) de um gerador de seis módulos de 72 células em série, mostrando a ocorrência de máximos locais na curva de potência em decorrência de sombreamentos parciais: (a) todos sem sombreamento e (b) com um dos módulos submetido a um fator de sombreamento de 50 %.

Assim sendo, é conveniente que haja um mecanismo de controle eletrônico que observe continuamente as modificações na curva característica *I-V* e atue sobre a eletrônica do inversor e/ou do conversor c.c.-c.c., de modo a manter o gerador fotovoltaico operando na tensão correspondente à tensão de máxima potência, maximizando a transferência de potência e evitando perdas nas células, que surgiriam se o acoplamento ocorresse em outra tensão que não a ótima. Este processo é o chamado de seguimento do ponto de potência máxima (SPPM ou MPPT, em inglês).

Um seguidor do ponto de máxima potência deve apresentaras seguintes características:

- Precisão: implica em medidas de corrente e tensão de qualidade;
- Eficácia: ser capaz de encontrar o ponto de potência máxima, mesmo com a ocorrência de máximos locais;
- Rapidez: deve adaptar-se com presteza às variações bruscas de irradiância causadas, por exemplo, por nuvens passageiras.

Um dispositivo de seguimento de potência máxima pode ser dividido em dois blocos básicos: uma seção de controle e uma seção de condicionamento de potência. No caso de inversores de dois estágios, a seção de potência do SPPM consiste geralmente em um conversor c.c.-c.c. em modo chaveado. A utilização do conversor c.c.-c.c. permite uma maior flexibilidade na faixa de tensão de entrada, às custas de uma redução da ordem de 2 % na eficiência global do inversor, em função dos componentes adicionais. Os inversores com múltiplas entradas (*multistring*) ou os arranjos com múltiplos inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) podem possuir dois ou mais dispositivos de SPPM independentes, a fim de permitir a utilização de arranjos fotovoltaicos com características elétricas ou orientações diferentes, por exemplo.

No caso do inversor de único estágio, a seção de potência do seguidor de potência máxima é a própria ponte inversora e a conversão é obrigatoriamente do tipo redutora. Isto implica que, no caso de inversores para conexão à rede sem transformador, o gerador fotovoltaico deve ter uma tensão de operação mínima superior ao valor de pico da tensão c.a. da rede, ou o dobro desta, dependendo da topologia de circuito utilizada.

O bloco de controle do SPPM encarrega-se do ajuste da tensão de polarização do gerador fotovoltaico através de algoritmos que atuam sobre o controle eletrônico (*driver*) dos dispositivos de chaveamento do conversor c.c.-c.c.e/ou da ponte inversora. O algoritmo de controle tem como entrada dados instantâneos de tensão e corrente de operação do gerador fotovoltaico (além de, eventualmente, outros parâmetros como temperatura da célula e irradiância solar). Sua implementação pode ser feita de forma analógica ou, mais comumente, digital, através de microprocessadores ou processamento digital de sinais (DSP – *digital signal processing*).

A localização de um SPPM, quando incluído em um SFV, depende da característica elétrica da carga, que pode ser alimentada em c.c. ou em c.a. Desta forma, o controle SPPM poderá atuar tanto integrado a um conversor c.c.-c.c. quanto a um inversor. A Figura 4.41 mostra exemplos de sistemas que utilizam SPPM.

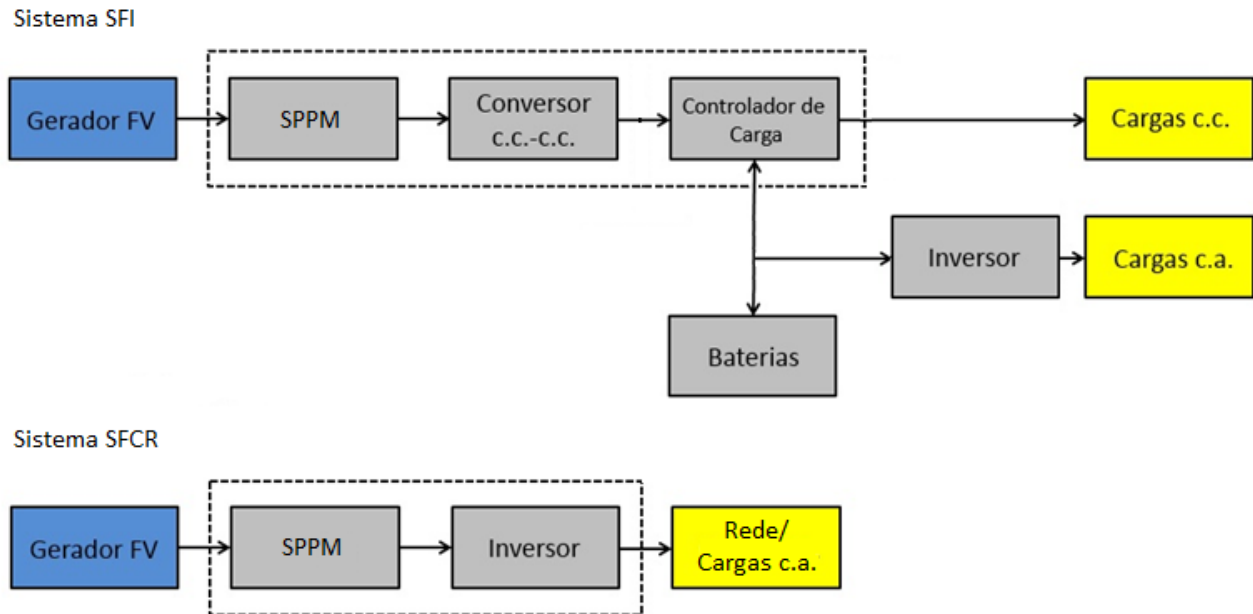



Figura 4.41 – Exemplo de sistemas fotovoltaicos que utilizam SPPM.

4.8.1– Algoritmos de seguimento do ponto de potência máxima

Como visto anteriormente, a função de um dispositivo de seguimento de potência máxima (SPPM) é otimizar a extração de potência do gerador fotovoltaico, através do ajuste contínuo ou periódico de seus valores de tensão e corrente para cada condição de irradiância e temperatura de célula, de modo que este esteja sempre polarizado em um ponto de potência máxima ($P_{PM} = V_{PM} \times I_{PM}$). Como os valores de V_{MP} e I_{PM} não são conhecidos de antemão, é preciso encontrá-los através de cálculos e/ou algoritmos. As estratégias de SPPM dividem-se em duas categorias: métodos diretos e métodos indiretos.

Os métodos diretos, ou de seguimento verdadeiro, são aqueles que utilizam medições em tempo real da corrente e da tensão disponíveis na entrada do inversor, para encontrar o ponto de potência máxima do gerador fotovoltaico. Os métodos diretos não necessitam de informações prévias sobre as características do gerador fotovoltaico e são, em princípio, capazes de reagir a variações rápidas nas condições de operação dos módulos. São exemplos de métodos diretos o "perturbar &observar" (P&O – *perturb & observe*) e o da "condutância incremental" (*IncCond*).

Os métodos indiretos (também chamados de quase-seguimento) são aqueles que utilizam um sinal de referência (irradiância, temperatura dos módulos, corrente de curto-circuito ou tensão de circuito aberto de uma célula de referência ou do próprio gerador fotovoltaico) para estimar o ponto de

máxima potência. Essa informação é confrontada com uma base de dados ou algum modelo matemático com as características previamente determinadas do gerador fotovoltaico específico. Por serem sujeitos a imprecisões e incapazes de detectar os efeitos de sombreamentos parciais, envelhecimento e acúmulo de sujeira sobre os módulos, os métodos indiretos são pouco utilizados.

A seguir são apresentados, respectivamente, três métodos indiretos e dois diretos de seguimento do ponto de potência máxima mais utilizados.

Tensão fixa: este método consiste em manter o gerador fotovoltaico polarizado em uma tensão de operação ótima, a fim de se obter o máximo de geração ao longo de um determinado período. O valor da tensão de polarização (*best fixed voltage*) é ajustado previamente, escolhido a partir de informações das características do gerador fotovoltaico, preferivelmente considerando a sequência histórica de dados de irradiância e temperatura locais. O método da tensão fixa, por sua natureza (a rigor não é um método de seguimento), é incapaz de responder a variações nas condições atmosféricas, sombreamentos parciais e alterações nas características do gerador fotovoltaico, decorrentes de envelhecimento, sujeira etc. Mesmo assim, pode ser útil quando combinado com outros métodos, especialmente sob condições de baixa irradiância.

Tensão de circuito aberto: este método baseia-se no pressuposto de que a tensão de potência máxima está relacionada à tensão de circuito aberto por uma constante de proporcionalidade. Assim, durante a operação, o gerador fotovoltaico é periodicamente desconectado por meio de uma chave eletrônica, sendo então sua tensão de circuito aberto medida e um novo valor de polarização calculado. O valor da constante de proporcionalidade é uma característica particular do gerador fotovoltaico, associada à tecnologia utilizada na fabricação das células fotovoltaicas e também às condições de irradiância e de temperatura. Valores típicos situam-se entre 0,7 (filmes finos) e 0,8 (silício cristalino). Embora de fácil implementação, necessitando da medida de uma única grandeza, o método tem como desvantagem a incapacidade de detectar variações bruscas de irradiância e sombreamentos parciais, além de requerer uma chave extra para a medição da tensão de circuito aberto, e acarretar uma perda energética nos momentos em que o gerador fotovoltaico está desconectado.

Corrente de curto-circuito: similarmente ao anterior, este método considera que a corrente de máxima potência está relacionada à corrente de curto-circuito por uma constante de proporcionalidade, associada à tecnologia utilizada na fabricação das células fotovoltaicas e com valores típicos entre 0,8 (filmes finos) e 0,9 (silício cristalino). As desvantagens são similares àquelas do método da tensão de circuito aberto.

Perturbe & observe: este método é o mais utilizado em sistemas de seguimento de potência máxima para inversores conectados à rede. Seu funcionamento consiste em forçar o deslocamento do ponto de operação em uma dada direção (perturbar) e observar o resultado na potência de saída do

gerador fotovoltaico. A modificação no ponto de operação é feita através de pequenos incrementos (positivos ou negativos) na tensão de polarização a intervalos de tempo determinados. Um incremento positivo de tensão, por exemplo, refletindo-se em um aumento da potência, indica que o ponto de operação se deslocou em direção ao ponto de máxima potência e a perturbação deve prosseguir no mesmo sentido. Quando a potência de saída começar a diminuir, significa que a tensão de máxima potência foi ultrapassada e a próxima perturbação de tensão deve ser no sentido oposto. O processo se repete e, como resultado, o ponto de operação fica oscilando em torno do valor exato da tensão de máxima potência.

Condutância incremental: este método é um aperfeiçoamento do método perturbe & observe e consiste na determinação do ponto de potência máxima a partir do sinal da derivada da potência em relação à tensão. O método permite calcular em qual sentido a perturbação no ponto de operação deverá ser feita, evitando que, no caso de variações rápidas de irradiância, o seguidor tome o sentido errado.

4.9 – Dispositivos de Proteção, Supervisão e Controle e Aquisição e Armazenamento de Dados

Tanto os sistemas fotovoltaicos isolados quanto os conectados à rede são bastante confiáveis. No entanto, como os SFI operam geralmente em regiões remotas e os conectados à rede operam em paralelo com a rede, a ocorrência de defeitos ou falhas inesperados pode demorar a ser detectada, prejudicando o desempenho global do sistema e até mesmo levando-o ao colapso.

Existem diversos dispositivos auxiliares que objetivam reduzir a possibilidade de falhas e, na ocorrência destas, devem notificar imediatamente o operador do sistema fotovoltaico para tomar providências imediatas para correção do problema.

4.9.1 - Proteção

O correto dimensionamento e a adequada utilização de dispositivos de proteção contribuem para a minimização ou até mesmo a eliminação de falhas. O avanço tecnológico dos componentes de sistemas fotovoltaicos faz com que todos eles apresentem, além de robustez, dispositivos de proteção integrados. É o caso, por exemplo, dos dispositivos anti-ilhamento presentes na maioria dos inversores para SFCRs. Além dos dispositivos de proteção integrados aos equipamentos, a instalação de outros dispositivos de proteção externos deve ser prevista, como disjuntores, dispositivos de proteção contra surtos (DPS), sistemas de aterramento e sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA).

Especificamente no caso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs), a regulamentação ANEEL (Aneel, 2012c) exige, como padrão técnico, a instalação, após o medidor, de uma chave seccionadora sob carga, denominada de dispositivo de seccionamento visível (DSV), utilizada para garantir a desconexão da geração fotovoltaica durante procedimentos de manutenção de rede. A Figura

4.42 apresenta um esquema de uma instalação típica de dispositivos de proteção para um SFCR, que pode ser facilmente adaptado para um SFI. O SPDA deve proteger a área onde o gerador fotovoltaico está instalado e a estrutura de abrigo dos dispositivos de condicionamento de potência, e deve estar conectado a um sistema de aterramento adequado, assim como o inversor, DPS e barramento de aterramento do quadro geral da instalação.

A Figura 4.43 apresenta um diagrama elétrico de um sistema tipo SIGFI30 de um projeto da Eletrobras para a região Norte, onde se pode observar as proteções por disjuntores e fusíveis que foram adotadas.

O tema é detalhado no Capítulo 7.

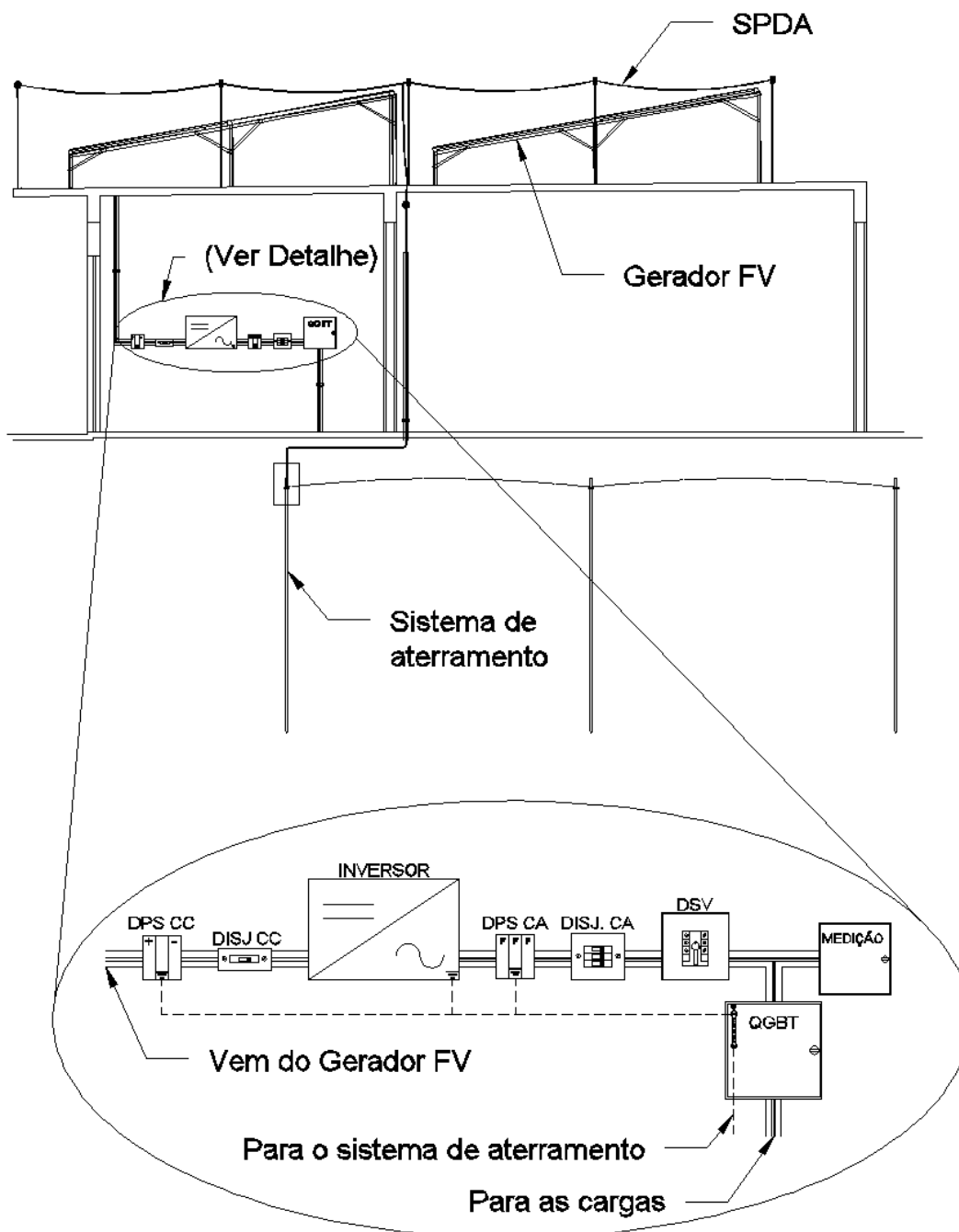



Figura 4.42–Desenho de uma instalação típica de dispositivos de proteção para um SFCR.

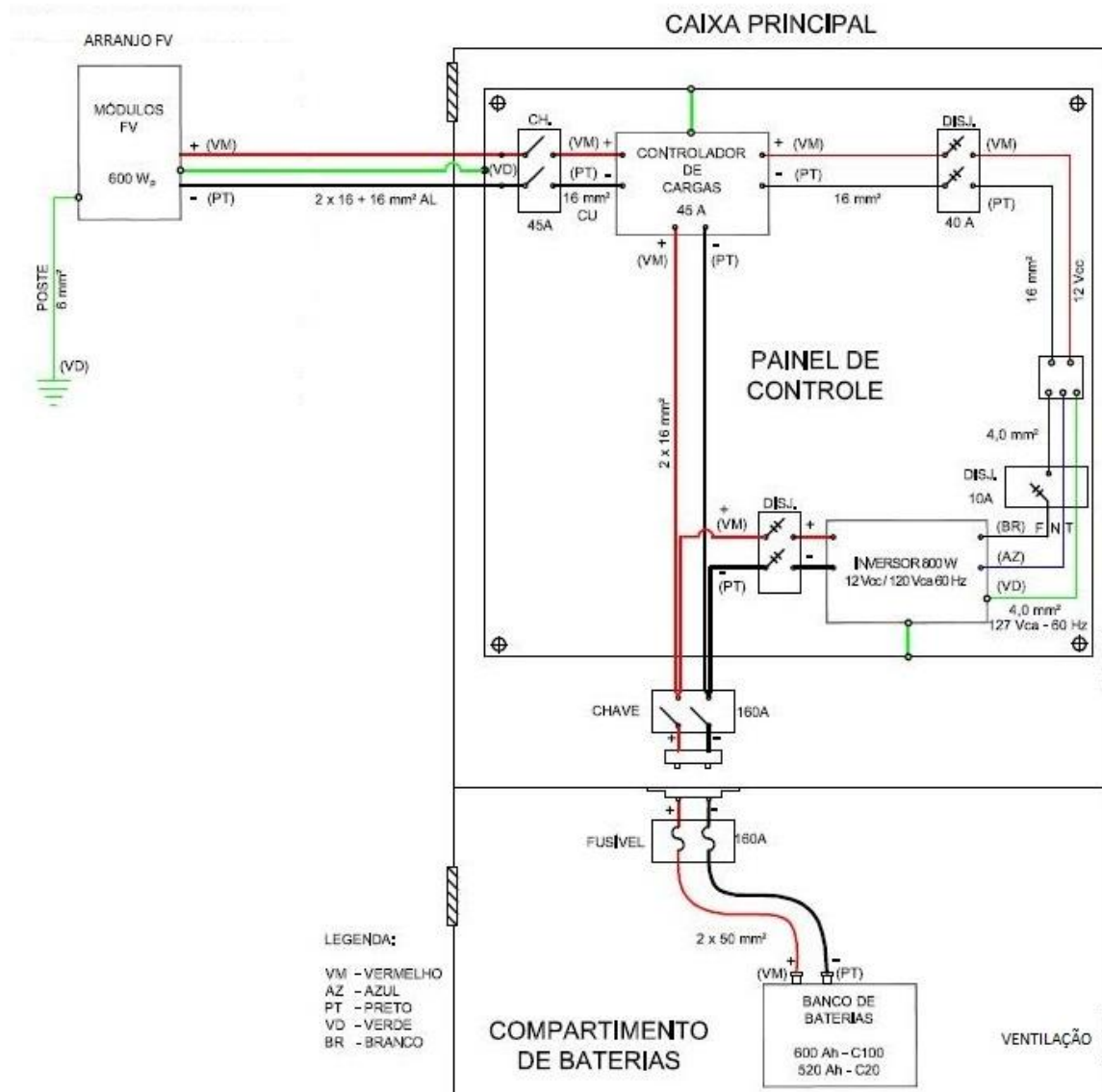



Figura 4.43– Diagrama elétrico de um SIGFI30 de um projeto da Eletrobras Distribuição Acre.

4.9.2 - Supervisão e Controle, Aquisição e Armazenamento de dados

Sistemas de supervisão e controle geralmente são aplicados a sistemas fotovoltaicos de maior porte e complexidade, muitas vezes em instalações híbridas contando com grupos geradores com motores a combustão interna. Nesse caso, uma unidade de supervisão em corrente alternada (USCA) associada ao grupo gerador, operando em sincronismo com outros dispositivos de supervisão e controle, como, por exemplo, chaves atuadoras e controladores lógicos programáveis (CLP), pode tomar decisões e atuar automaticamente no sistema, de modo a otimizar sua operação, ajustar pontos de regulagem e, assim, elevar a eficiência global do sistema.

A instalação de um SFI em regiões geralmente remotas e a dificuldade em se detectar uma perda de desempenho ou uma falha em um SFCR, em função de operar paralelamente à rede elétrica, são condições que tornam desejáveis a instalação de sistemas de supervisão e controle e de registro dos

dados (sistemas de aquisição e armazenamento de dados), para que eventos indesejáveis possam ser detectados mais rapidamente.

Sistemas de aquisição e armazenamento de dados podem permitir somente a coleta manual dos dados no local ou, o que é mais indicado na maioria das aplicações, podem estar conectados a um sistema de transmissão remota, que envia, de forma automática e periódica, os dados coletados para um computador do responsável pela operação e manutenção do sistema, via satélite, internet ou rede de dados móveis (celular). Dessa forma, este sistema integrado pode apresentar ao operador, mesmo estando distante do local de instalação, dados em tempo real do desempenho do sistema, para que situações indesejadas sejam detectadas e solucionadas o mais rápido possível.

Alguns modelos de controladores de carga e inversores possuem sistemas de aquisição e armazenamento de dados integrados, facilitando assim o monitoramento das instalações. Na ausência desta funcionalidade, equipamentos de medição e registro de dados podem ser previstos e instalados em diversos pontos do sistema. Para isso, são usados transdutores de tensão e corrente e registradores de dados (*dataloggers*). Os dados monitorados na maior parte das aplicações são tensão, corrente, potência ativa e energia ativa, tanto no lado c.c. quanto no lado c.a. A Figura 4.44 apresenta pontos de supervisão e controle e de aquisição de dados em um SFI.

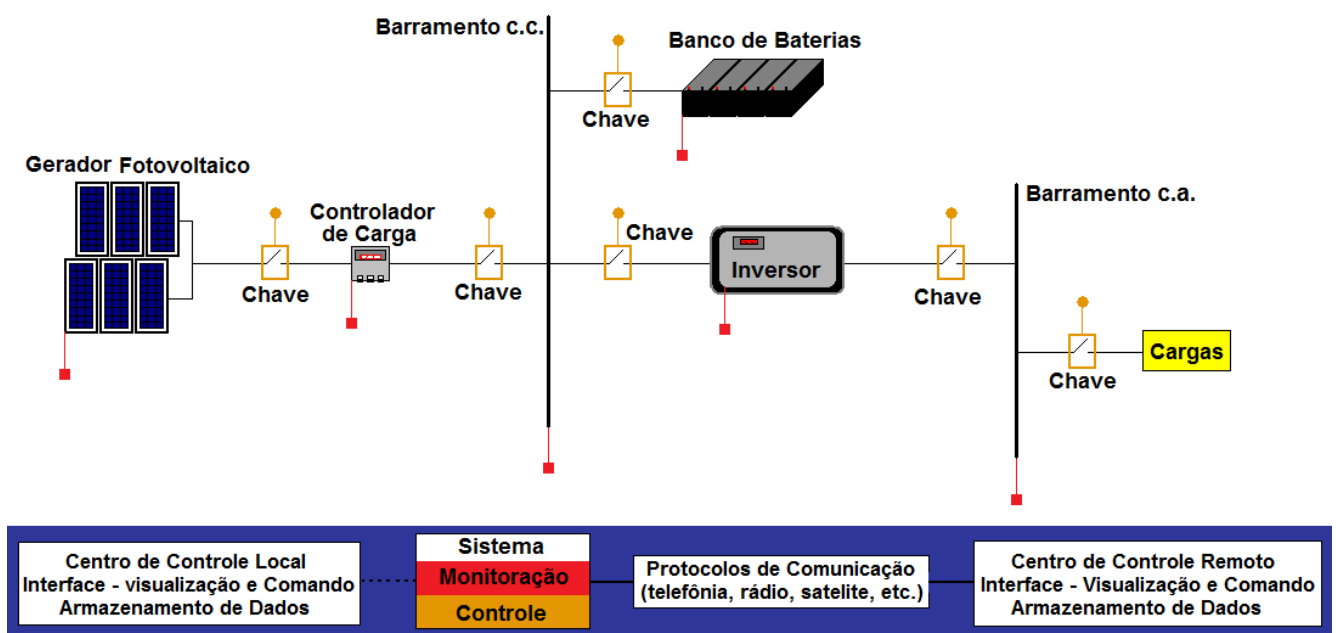



Figura 4.44 – Pontos de supervisão, controle e aquisição de dados em um SFI. Fonte: Adaptado de (PINHO et al., 2008).

Grandezas meteorológicas como irradiância no plano horizontal ou no plano de instalação do gerador fotovoltaico, e as temperaturas, ambiente, da superfície traseira do módulo fotovoltaico e do banco de baterias são normalmente medidas pelo sistema de aquisição e armazenamento de dados, para conferir maior qualidade e precisão à monitoração.

Entretanto a instalação desses sistemas deve ser realizada após uma análise custo-benefício. A complexidade dos sistemas de supervisão e controle deve ser proporcional ao prejuízo que se tem pela indisponibilidade de energia e, ainda, conforme especificado na regulamentação vigente. Deve-se também levar em conta a forma como os dados serão transmitidos ao setor de operação do sistema e como serão analisados, se de forma automatizada ou não. Os serviços de transmissão de dados de locais remotos podem tornar o custo do sistema de supervisão proibitivo e pode ser mais viável a aquisição dos dados por coletas manuais. Em geral, sistemas isolados de pequeno porte (centenas de watt a alguns kW) trabalham sem operação local e sem supervisão e controle remotos devido aos altos custos, mas podem contar com os recursos de proteção e reconexão dos próprios inversores e controladores fotovoltaicos.

4.9.2.1 – Sistema de Coleta de Dados Operacionais (SCD)

A Lei n° 12.111/2009 dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados e prevê a cobertura do custo total da geração de energia elétrica para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica, por meio de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC. No custo total de energia, estão incluídos os custos relativos à contratação de energia, à geração própria, aos investimentos realizados etc.

A ANEEL publicou a RN 427/2011(ANEEL, 2011), posteriormente modificada pela 494/2012, regulamentando a Lei n° 12.111, onde foram estabelecidos os procedimentos para planejamento, formação, processamento e gerenciamento da CCC. A resolução descreve ainda o Sistema de Coleta de Dados Operacionais – SCD, que tem como principal objetivo possibilitar ao agente gerador o ressarcimento de parte dos seus custos totais de geração, incluídos custos com combustíveis. No caso específico de MIGDI e SIGFI, a Resolução Normativa ANEEL n° 493/2012 estendeu para esses sistemas a cobertura pela CCC de parte dos custos de geração, desde que os mesmos atendam localidades remotas dos Sistemas Isolados. A obrigatoriedade de instalação do SCD é exigida apenas para os sistemas MIGDI.

O SCD é constituído por um conjunto de equipamentos responsáveis pela medição, registro, armazenamento e disponibilização dos dados de operação das usinas geradoras referentes às grandezas elétricas e ao consumo de combustíveis. Tendo em vista que a potência instalada total de geração dos MIGDI é inferior a 1 MW, não há obrigatoriedade de medição de consumo de combustível, no caso, por exemplo, de sistemas híbridos com geração a óleo.

Os medidores, associados ou não a equipamento externo, devem possibilitar no mínimo:

- programação e sincronismo externo do relógio/calendário interno;
- geração de arquivos de saída em formato público (arquivo texto);
- programação dos fatores de conversão das grandezas medidas;

- leitura dos valores medidos e da memória de massa por meio de interface serial ou porta óptica de comunicação;
- programação de um código de identificação alfanumérico com pelo menos 14 (quatorze) dígitos;
- facilidades de software e hardware que permitam operações de leitura, programação, armazenamento e alterações de parâmetros tanto na forma local quanto na forma remota;
- registro e armazenamento em memória de massa da totalização, a cada 15 minutos, das grandezas físicas medidas no período de um ano ou estar associado a um dispositivo de armazenamento com a mesma capacidade;
- sinal de saída digital;
- configuração para que o dado não seja substituído por zero quando houver falha na medição.

O SCD deverá medir, registrar e armazenar, em base horária, as seguintes grandezas elétricas: tensão elétrica fase-neutro para cada fase, expressos em quilovolt (kV); corrente elétrica para cada fase, expressas em ampére (A); potência ativa, expressa em quilowatt (kW); potência reativa, expressa em quilovolt-ampére-reativo (kvar); energia ativa de cada fase, expressa em quilowatt-hora (kWh); energia reativa de cada fase, expressa em quilovolt-ampére-reativo-hora (kvarh); valor da frequência, expressa em hertz (Hz). Os arquivos digitais esses dados devem ser enviados a Eletrobras com periodicidade de até 3 meses.

4.10 – Referências

ABNT NBR 10899.**Energia solar fotovoltaica – Terminologia**, segunda edição. Associação Brasileira de Normas Técnicas. 04 de novembro de 2013a.

ABNT NBR 16149. **Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.** Primeira edição. Associação Brasileira de Normas Técnicas. 1 de março de 2013b.

ABNT NBR 14197. **Acumulador chumbo-ácido estacionário ventilado – Especificações.** Associação Brasileira de Normas Técnicas. Outubro de 1998.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 427/2011**.22 de fevereiro de 2011.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 493/2012**. 5 de junho/2012a.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482/2012**. 17 de abril de 2012b.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist; Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.** Revisão 5. 14 de dezembro de 2012c.

COUTO, M. B. **Ensaios de equipamentos de consumo típicos utilizados em sistemas fotovoltaicos**. Porto Alegre, Brasil: Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2000. 96 p.

ELETROBRAS: OLIVIERI, M. M. A.; LIMA, A.A.N.; BORGES, E.L.P.; CARVALHO, C.M. **Comparação entre dois tipos de sistemas fotovoltaicos individuais adequados para a eletrificação rural**. III Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belém, setembro de 2010.

EXIDE TECHNOLOGIES. - Industrial Energy. **Handbook for Gel-VRLA-Batteries.** Technical Support, Rev. 1. Dezembro, 2003

FILHO, ERENESTO RUPPERT. **Conversores eletrônicos de potência para sistemas fotovoltaicos de baixa tensão conectados à rede elétrica.** apresentação no iinova FV; Campinas-SP; março, 2012.

FULGURIS (Newpower Sistemas de Energia Ltda.). **Manual Técnico de Baterias Estacionárias Ventiladas, Sistema Fotovoltaico**.

GALDINO, MARCO A.; BORBA, AROLDO J. V.; ALMEIDA, VANIA M. DE. **Avaliação de material do MME/Prodeem armazenado no almoxarifado da Chesf em Abreu e Lima-PE**. Relatório Técnico Cepel DTE 14494/2010; dezembro de 2010.

GNB 1. **Installation and Operating Instructions For Lead-Antimony Types Lead-Calcium Types.** GNB Manuals. Section 93.10, Flooded Batteries.

GNB 2. **Installation and Operating Instructions For UPSolyte MSA/MSB Batteries.** GNB Manuals. Section 92.10.

IMAMURA, M. S.; HELM, P.; PALZ, W. **Photovoltaic system technology: A european handbook,** 1st ed. Taylor & Francis, 1992. 566 p.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - Inmetro. **Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011;Anexo – Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (Módulo, Controlador de Carga, Inversor e Bateria)**. Brasília, Brasil: 2011.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of photovoltaic science and engineering**. 2nd ed. United Kington: John Wiley & Sons, 2011. 1162 p.

NAIR, N.-K. C.; GARIMELLA, N. **Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration**. Energy and Buildings, n. 42, 2010. p. 2124-2130.

NELDER, CHRIS. **Can US Solar PV Costs Keep Falling?**Agosto, 2013. Consultado em http://www.greentechmedia.com/articles/read/can-u.s.-solar-pv-costs-keep-falling, em novembro de 2013.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia**. 1. ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

PROCEL. **Acionamentos Eletrônicos, Guia Avançado**. Eletrobras – Procel Indústria. Dezembro de 2004.

ROBERTS, S. **Solar Electricity - A Practical Guide to Designing and Installing Small Photovoltaic Systems**. Prentice Hall, 1991. 448 p.

SOARES, GUILHERME FLEURY W.; VIEIRA, LEONARDO DOS SANTOS R.; GALDINO, MARCO ANTONIO.; LOPES, FRANCISCO DA C.;**Análise de Baterias de íon-Lítio para Sistemas de Geração Suprindo Pequenas Comunidades Isoladas**. Eletroevolução – Sistemas de Potência. ISSN 1806-1877. pp. 62-68. no 66. Março de 2012;

SOARES, GUILHERME FLEURY W.; VIEIRA, LEONARDO DOS SANTOS R.; GALDINO, MARCO ANTONIO.; OLIVIERI, MARTA MARIA de A.; BORGES, EDUARDO LUIS de P.; CARVALHO, CLAUDIO MONTEIRO de; .LIMA, ALEX ARTIGIANI N. **Comparaçãode custos entre sistemas fotovoltaicos individuais e minicentrais fotovoltaicas para eletrificação rural.** III CBENS – Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belem-PA. 21 a 12 de setembro de 2010.

SKVARENINA, TIMOTHY l.**The power electronics handbook**.Chapter 5 – Inverters.CRC Press, 2001.664 p.

THUNDER SKY ENERGY GROUP. **LFP/LCP/LMP/LP Li-ion Power Battery User Manual**.

ZOBAA, A. F. **Energy Storage – Technologies and Applications**.Published by InTech, 2013.

CAPÍTULO 5

APLICAÇÕES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

CAPÍTULO 5 – APLICAÇÕES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os Sistemas Fotovoltaicos (SFV) podem ser classificados em duas categorias principais: isolados e conectados à rede. Em ambos os casos, podem operar a partir apenas da fonte fotovoltaica ou combinados com uma ou mais fontes de energia, quando são chamados de híbridos. A utilização de cada uma dessas opções depende da aplicação e/ou da disponibilidade dos recursos energéticos. Cada um deles pode ser de complexidade variável, dependendo da aplicação em questão e das restrições específicas de cada projeto. Isto pode ser facilmente visualizado, por exemplo, quando se considera a utilização de um sistema híbrido diesel-fotovoltaico. Neste caso, a contribuição de cada fonte poderá variar de 0 a 100 %, dependendo de fatores como: investimento inicial, custo de manutenção, dificuldade de obtenção do combustível, poluição do ar e sonora do grupo gerador a diesel, área ocupada pelo sistema fotovoltaico, curva de carga etc.

Sistemas isolados (SFI), puramente fotovoltaicos (SFV) ou híbridos (SFH), em geral, necessitam de algum tipo de armazenamento. O armazenamento pode ser em baterias, quando se deseja utilizar aparelhos elétricos nos períodos em que não há geração fotovoltaica, ou em outras formas de armazenamento de energia. A bateria também funciona como uma referência de tensão c.c. para os inversores formadores da rede do sistema isolado.

Em um sistema de bombeamento de água, onde esta é armazenada em tanques elevados, a energia é geralmente armazenada na forma de energia potencial gravitacional. Sistemas de irrigação podem ser exemplos de sistemas isolados sem armazenamento, quando toda a água bombeada é imediatamente usada, ou com armazenamento, quando a água bombeada é armazenada em um reservatório elevado para uso posterior. Além das baterias e da energia gravitacional mencionadas acima, existem outras formas de armazenar a energia gerada, como o ar comprimido, o volante de inércia (*flying wheel*), a produção de hidrogênio etc., como já mencionadas no capítulo anterior.

Os sistemas isolados de geração de energia contam também com uma unidade responsável pelo controle e condicionamento de potência composta por inversor e controlador de carga.

A Figura 5.1 mostra o esquema de um SFI básico.

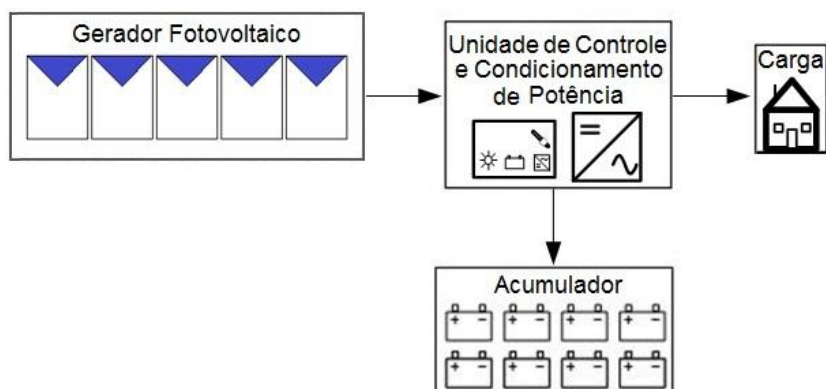



Figura 5.1 - Configuração básica de um SFI.

Conforme mencionado anteriormente, chamam-se sistemas híbridos àqueles em que existe mais de uma forma de geração de energia, como por exemplo, grupo gerador a diesel, aerogeradores e geradores fotovoltaicos. Estes sistemas são mais complexos e necessitam de algum tipo de controle capaz de integrar os vários geradores, de forma a otimizar a operação para o usuário. Existem várias configurações possíveis, assim como estratégias de uso de cada fonte de energia. A Figura 5.2 apresenta uma destas possibilidades.

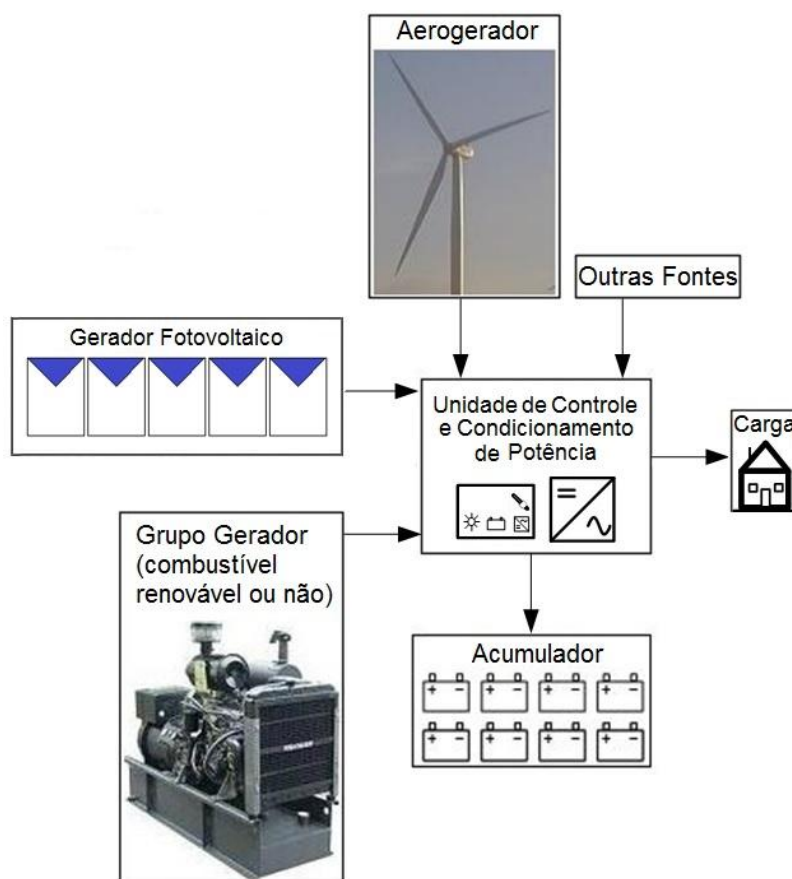



Figura 5.2 - Exemplo de sistema híbrido.

Em geral, utilizam-se sistemas híbridos para o atendimento a cargas em corrente alternada (c.a.) necessitando-se, portanto, de um inversor. Devido à maior complexidade e multiplicidade de opções e o constante aperfeiçoamento dessas unidades, a forma de otimização desses sistemas é ainda hoje tema

de estudos. Além disso, há de se considerar que a utilização de sistemas híbridos traz uma complexidade operacional e de manutenção do sistema que é uma questão muito desvantajosa para empreendimentos em regiões remotas. Este Manual não se aprofunda neste assunto, devendo o interessado buscar outras fontes de consulta.

Sistemas conectados à rede são aqueles em que a potência produzida pelo gerador fotovoltaico é entregue diretamente à rede elétrica. Para tanto, é indispensável que se utilize um inversor que satisfaça às exigências de qualidade e segurança, para que não degrade a qualidade do sistema elétrico ao qual se interliga o gerador fotovoltaico. Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) foram incluídos na regulamentação disposta pela Aneel, através da Resolução 482 de abril de 2012, que estabeleceu preliminarmente as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. A Figura 5.3 mostra o esquema de um SFCR. Atualmente a regulamentação não permite a operação ilhada desses sistemas, ou seja, em caso de falta de energia na rede de distribuição o SFCR pára de funcionar.

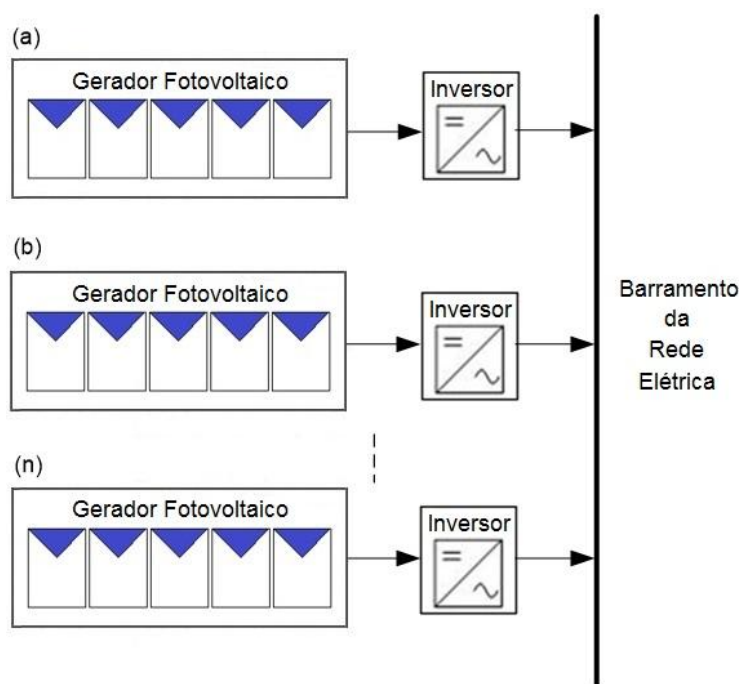



Figura 5.3 - Sistema fotovoltaico conectado à rede.

5.1 – Sistemas Fotovoltaicos Isolados

Os sistemas isolados podem ser individuais ou em minirredes. No primeiro caso a geração é exclusiva para atendimento de uma única unidade consumidora, enquanto que no caso da minirrede, a geração é partilhada entre um pequeno grupo de unidades consumidoras que estão geograficamente próximas umas das outras.

Os sistemas isolados foram regulamentados inicialmente pela Resolução Aneel Nº 83/2004, a qual teve um papel importante na inserção dos sistemas fotovoltaicos nos programas de eletrificação

rural no país. Devido ao potencial de uso das diferentes configurações usando fontes intermitentes e à demanda por atendimento de minirredes isoladas, a Aneel publicou em junho de 2012 a Resolução Aneel Nº 493/2012 (ANEEL, 2012), que substitui a anterior e estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI), além do Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI), o qual já havia sido regulamentado pela resolução anterior.

Conforme essa resolução da Aneel, os atendimentos às unidades consumidoras (UC) efetuados por SIGFI ou MIGDI devem ser enquadrados conforme as disponibilidades mensais de energia elétrica mostradas na Tabela 5.1. As distribuidoras de energia podem, se quiserem, instalar sistemas com disponibilidade superior a 80 kWh/mês. Entretanto só está assegurado o aumento de carga sem ônus para o consumidor até esse limite de disponibilidade e depois de decorrido, no mínimo, um ano desde a data da ligação inicial ou desde o último aumento de carga.

Tabela 5.1 - Especificação dos SIGFIs, segundo RN Aneel 493/2012.

Disponibilidade mensal garantida (kWh/mês/UC)	Consumo diário de referência (Wh/dia/UC)	Potência mínima do inversor (W/UC)	Autonomia mínima da bateria (horas)
13	435	250	48
20	670	250	
30	1.000	500	
45	1.500	700	
60	2.000	1.000	
80	2.650	1.250	

5.1.1 – Sistemas isolados individuais

A eletrificação com Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares (SFD) consiste no atendimento, mediante energia solar, de domicílios individuais, permitindo aos moradores beneficiados ampliar seu leque de atividades, incluindo educação, lazer e produção, dentre outras. Os elementos fundamentais que caracterizam um SFD são a própria carga e o gerador fotovoltaico. Em geral, um sistema tão simples somente permitiria consumos proporcionais à radiação solar, isto é, durante as horas do dia e especialmente em dias ensolarados. Como regra geral, o sistema deve possuir um acumulador, que permita dissociar o horário de consumo do horário da geração (Figuras 5.4 e 5.5).

Para conseguir uma boa adaptação entre as características do acumulador e do gerador fotovoltaico, aumentando o rendimento do conjunto e prolongando a vida útil do primeiro, deve-se instalar um controlador de carga[1], que evite carga e descarga excessivas no acumulador (ver item 4.5).

---

[1] Neste contexto, o termo *carga* do controlador de carga significa o carregamento, a carga da bateria e não deve ser confundido com o termo cargas que representam os equipamentos e dispositivos que consomem energia elétrica.

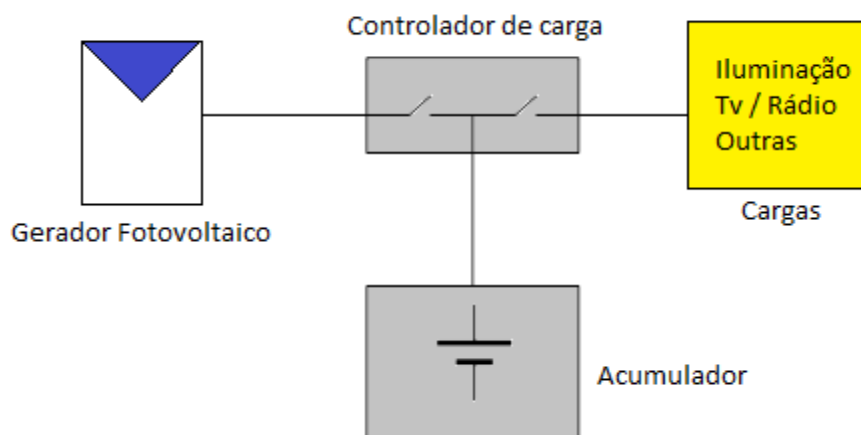



Figura 5.4 - Diagrama unifilar de um sistema fotovoltaico domiciliar em c.c.

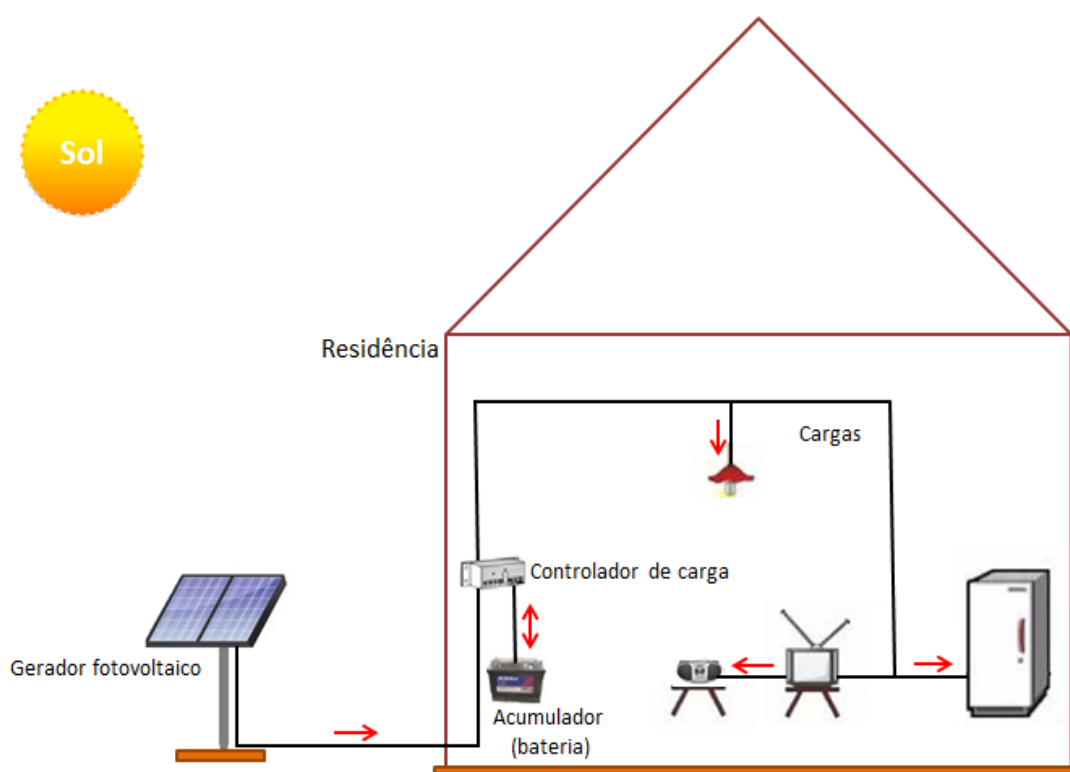



Figura 5.5 – Diagrama simplificado do sistema fotovoltaico domiciliar em c.c.

No caso da eletrificação rural de domicílios, a RN 493/2012 exige das concessionárias que o atendimento com SFDs seja realizado em corrente alternada, na tensão nominal de 127 ou 220 volts, de acordo com os níveis de tensão de distribuição predominantes no município. Esta exigência tem o objetivo de oferecer mais possibilidades de utilização de aparelhos eletrodomésticos comercialmente disponíveis e, ao mesmo tempo, equiparar o serviço com o atendimento convencional disponível nos centros urbanos. Esta RN também introduz a possibilidade de utilização de sistemas mistos c.c. e c.a. no caso dos SIGFIs.

A Figura 5.6 apresenta um SFD com potência de 285 Wp (3 x 85 Wp) e banco de baterias 12 V/300 Ah (2 x 150 Ah), cuja disponibilidade mínima é de 13 kWh/mês (SIGFI13), instalado pela

Eletrobras Distribuição Acre em um domicílio de comunidade extrativista no município de Xapuri, no âmbito do Programa Luz para Todos.

Figura 5.6 - SFD no município Xapuri, na comunidade extrativista Dois Irmãos, no Acre. Fonte: (Eletrobras, 2010).

Para os SFDs podem ser adotadas basicamente três configurações: atendimento exclusivamente em c.c., atendimento misto c.c./c.a., e atendimento exclusivamente em c.a. O atendimento exclusivamente em c.c. encontra-se difundido em países da África e da América do Sul, particularmente para sistemas de pequena potência (abaixo de 100Wp), contudo apresenta limitações evidentes quanto ao uso de equipamentos eletrodomésticos convencionais de usos finais. Como já mencionado, no Brasil a regulamentação Aneel não permite que as distribuidoras utilizem sistemas puramente c.c. para atendimento de energia elétrica, embora projetos deste tipo venham sendo implantados no país há muitos anos por diversas outras instituições (ONGs, universidades, cooperativas etc.), ou mesmo por conta própria dos proprietários. A Figura 5.7 apresenta um diagrama unifilar deste tipo de configuração.

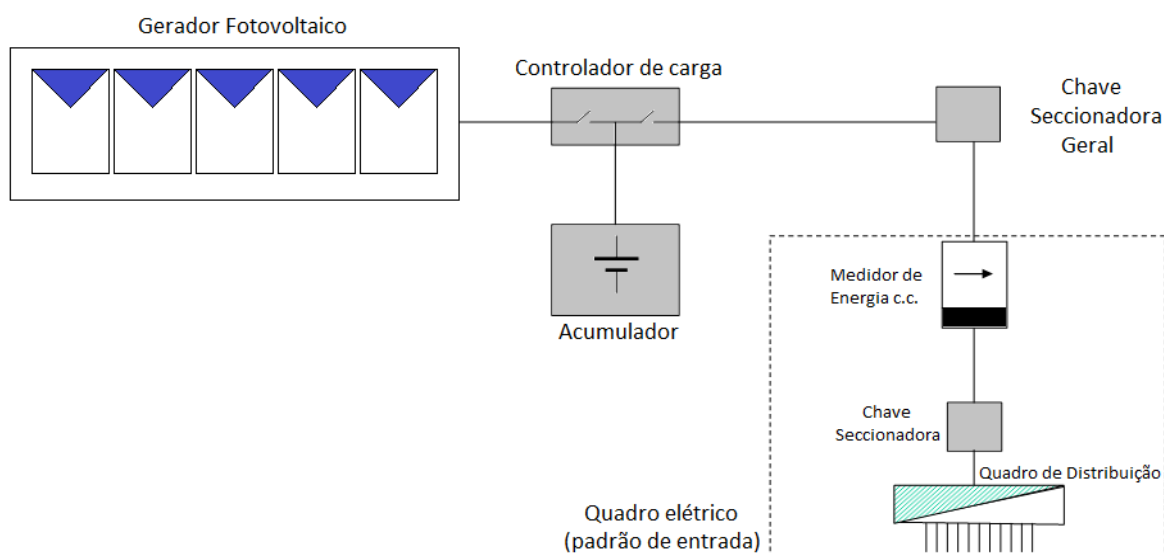



Figura 5.7 - Esquema unifilar de SFD com atendimento exclusivamente em c.c.

Nos projetos mistos de SFDs, adota-se a configuração apresentada na Figura 5.8, que consiste em um circuito em corrente contínua, para iluminação e/ou refrigeração, e um circuito em c.a. a partir de um inversor para alimentação de TV e outras pequenas cargas em c.a. Esta configuração apresenta a vantagem de manter o fornecimento de energia aos equipamentos c.c. e à iluminação se ocorrer falha no inversor. Como desvantagens tem-se a maior complexidade no gerenciamento da instalação no que concerne à definição de interrupção de atendimento (falha do sistema[2]), os custos da instalação associados com o circuito c.c., a maior dificuldade do usuário no entendimento do funcionamento do sistema e equipamentos com dois tipos e níveis de tensão, sem poder deixar de mencionar a pior relação qualidade/preço das luminárias c.c. em relação às luminárias c.a.

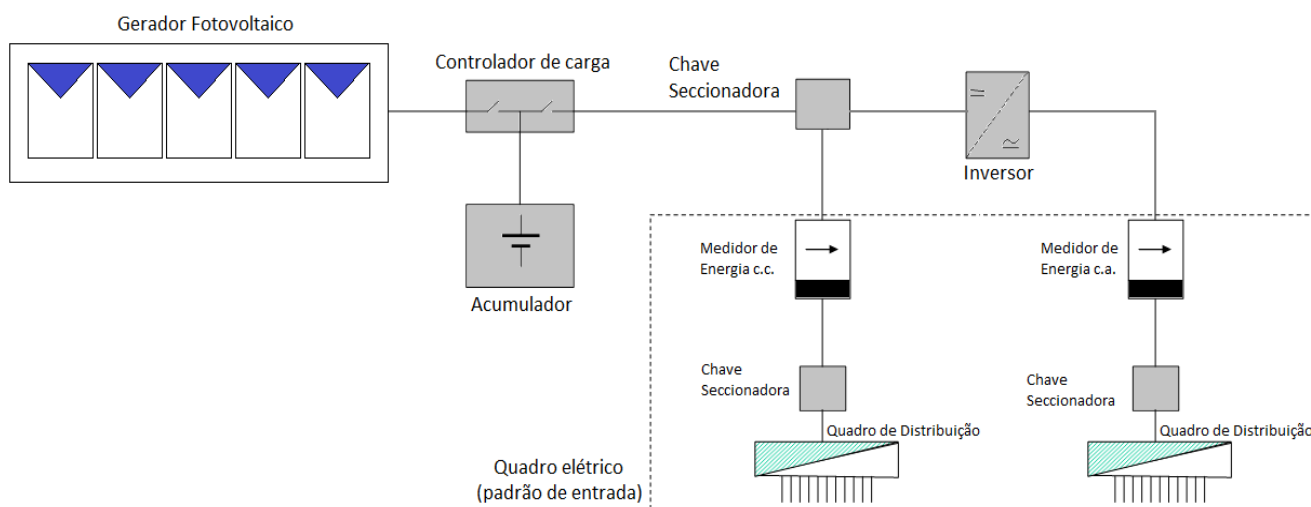



Figura 5.8 - Esquema unifilar de SFD com atendimento c.c. e c.a.

A configuração da Figura 5.9 requer um único circuito de distribuição em c.a. e utiliza, em relação à instalação exclusivamente em c.c., cabeamento de menor diâmetro e equipamentos elétricos de maior disponibilidade no mercado, além de melhor qualidade e eficiência, tanto de controle quanto de consumo. Além disso, permite utilizar os padrões de entrada convencionais, no ponto de fornecimento. O principal inconveniente do sistema puramente c.a. está associado à eficiência do inversor, que durante parcela significativa do tempo, trabalha em condições de carregamento parcial, muito embora os inversores mais modernos já possam ser encontrados no mercado com eficiências aceitáveis para situações de baixa demanda.

---

[2] A ocorrência de uma falha no inversor representa uma interrupção parcial, situação que dificulta o processo de fiscalização para avaliação da qualidade do serviço da distribuidora. O uso desta configuração no contexto da programa do governo federal para universalização do acesso à energia elétrica exigiria um tratamento diferenciado para as situações de interrupções parciais.

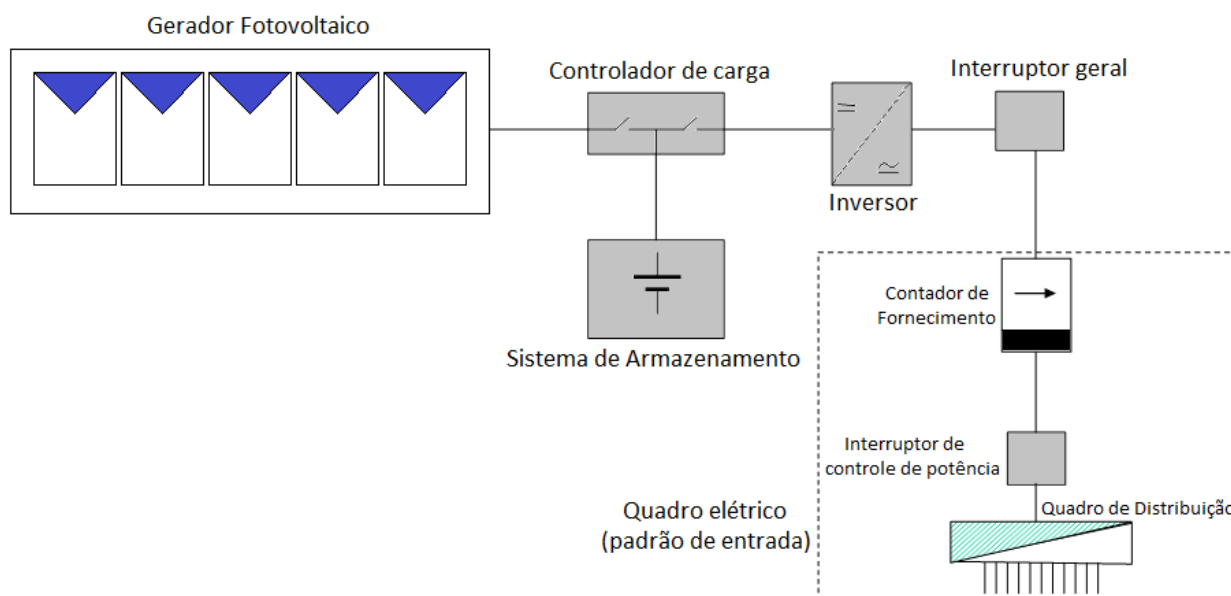



Figura 5.9 - SFD constituído por um único inversor alimentando todas as cargas da instalação.

5.1.2 – Sistemas isolados em minirrede

A eletrificação rural de comunidades isoladas também pode ser feita por sistemas coletivos, denominados MIGDI, conforme a RN 493/2012, ou minirredes. Em algumas localidades isoladas no Brasil se utilizam sistemas com minirredes de distribuição para o fornecimento de eletricidade, onde a fonte de geração de energia elétrica mais comumente difundida é o grupo gerador a diesel. No entanto, este tipo de sistema apresenta um alto custo operacional, em função da manutenção do grupo gerador e do consumo e transporte do óleo diesel, que ainda é maximizado quando as comunidades atendidas localizam-se em áreas extremamente afastadas dos centros urbanos, convivendo com condições precárias de acesso. Devido a esse alto custo operacional, muitos desses sistemas operam em condições precárias de manutenção e fornecimento do combustível. Outras desvantagens relacionadas aos grupos geradores a diesel são de caráter socioambiental, associadas ao transporte do óleo diesel, a possíveis vazamentos, à emissão de gases poluentes e à produção de ruído. Alguns aspectos negativos do fornecimento de energia elétrica através de grupos geradores a diesel são minimizados e outros são eliminados com a utilização de recursos energéticos locais.

Neste contexto é que são aplicados os sistemas fotovoltaicos ou híbridos de geração de energia elétrica. Esses sistemas visam fornecer energia elétrica de forma confiável e, ao mesmo tempo, diminuir a dependência de recursos externos. As fontes renováveis de energia mais comumente utilizadas neste tipo de sistema são a solar e a eólica. O dimensionamento adequado dos geradores de energia elétrica através de fontes renováveis, do banco de baterias, e a utilização de uma estratégia de operação que otimize os recursos disponíveis, deve ter como objetivo minimizar ou eliminar a utilização do grupo gerador a diesel e maximizar a vida útil do banco de baterias, diminuindo os custos de operação e manutenção do sistema.

A Figura 5.2 apresenta um diagrama básico de um sistema híbrido, Fotovoltaico-Eólico-Diesel, onde a carga representada pode ser uma minirrede com as unidades consumidoras de uma comunidade. Os tipos de fontes de geração usadas, bem como suas potências nominais e suas participações energéticas no sistema híbrido, devem privilegiar o aproveitamento dos recursos energéticos locais. A utilização de mais de uma fonte de energia, mesmo inicialmente indicando um maior custo na implantação do sistema híbrido, pode contribuir para uma maior confiabilidade no atendimento dos consumidores, já que a probabilidade de que todas as opções de geração de energia estejam inoperantes, ou momentaneamente indisponíveis, é menor, quando comparada com o caso de geração por uma única fonte de energia. Um sistema híbrido também tem a vantagem de poder ser modular em sua implantação, adequando sua capacidade de geração à disponibilidade de recursos financeiros, por exemplo. Em contrapartida, os sistemas híbridos aumentam significativamente a complexidade de projeto, instalação e operação do sistema de geração que é pode se tornar crítica em comunidades isoladas remotas.

A Figura 5.10 mostra os painéis fotovoltaicos e a edificação onde ficam os inversores, controladores, baterias e equipamentos de monitoramento do sistema MIGDI fotovoltaico de 13,5 kWp, que atende a 19 unidades consumidoras da comunidade de Sobrado, no município de Novo Airão, no Amazonas. O MIGDI foi instalado em 2011, junto a outros 11 sistemas similares em diversas comunidades do estado, pela Eletrobras Amazonas Energia, no âmbito do Programa Luz para Todos.

Recentemente tem havido uma discussão no setor de eletrificação rural sobre critérios para a escolha de SIGFI ou MIGDI para atendimento rural, principalmente em comunidades remotas. Os custos envolvidos podem variar bastante dependendo do tipo de inversor e de bateria utilizados, do grau de automação e do monitoramento, do tipo de terreno para a construção do abrigo da central geradora etc. Dependendo desses fatores e de acordo com alguns estudos do Cepel e da Eletrobras, o MIGDI pode apresentar custos de geração equivalentes ao SIGFI, considerando-se uma mesma comunidade, a partir de 10 a 20 unidades consumidoras.

Figura 5.10 – Sistema MIGDI fotovoltaico da comunidade de Sobrado no Amazonas. Fonte: (Eletrobras. Apresentação na 1º INOVA FV, 2011).

Os MIGDIs apresentam maior custo de implantação por unidade atendida devido aos gastos com o abrigo para os equipamentos, com a minirrede de distribuição e devido à necessidade de implantar uma maior capacidade em painéis fotovoltaicos e baterias para compensar as perdas energéticas na distribuição. Apresentam ainda desvantagem em relação ao SIGFI no que diz respeito à manutenção da rede de distribuição, à obrigação de implantação do sistema SCD[3] e à maior dificuldade do controle de consumo de energia. Ao se optar por sistemas coletivos, é altamente recomendável a utilização de algum tipo de controle para impedir que um usuário consuma mais que o devido e prejudique os demais, questão esta que não se aplica aos sistemas individuais. Os MIGDIs apresentam vantagem em relação à reposição de inversores e controladores, porque utilizam menor quantidade destes componentes por unidade consumidora (UC) atendida e utilizam inversores maiores e mais robustos, ocasionando um menor custo das visitas de manutenção. Estas são determinadas pelas falhas de inversores, controladores e ocorrências de outra natureza, geralmente mais pertinentes aos sistemas individuais do que aos sistemas coletivos. Os MIGDIs são beneficiados com o aumento do número de UCs, porque isto dilui o custo de manutenção da rede e aumenta a diferença no número de controladores e inversores dos sistemas individuais em relação à central.

As principais cargas atendidas pelos sistemas SIGFI e MIGDI são lâmpadas e TV/antena parabólica. O Programa Luz para Todos determina que o sistema possa também alimentar um

[3] A Lei n° 12.111/2009 prevê a cobertura através de recurso subsidiado do custo da geração de energia elétrica para o atendimento ao serviço público nos Sistemas Isolados. O Sistema de Coleta de Dados Operacionais – SCD é constituído por um conjunto de equipamentos responsáveis pela medição, registro, armazenamento e disponibilização dos dados de operação das usinas, referentes às grandezas elétricas e ao consumo de combustíveis, com o principal objetivo de possibilitar ao agente gerador o ressarcimento de parte dos seus custos totais de geração, incluídos custos com combustíveis. No caso específico de MIGDI e SIGFI, a Resolução Normativa ANEEL n° 493/2012 estendeu para estes sistemas a cobertura pela CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) de parte dos custos de geração, desde que os mesmos atendam localidades remotas dos Sistemas Isolados. A obrigatoriedade de instalação do SCD é exigida para os sistemas MIGDI, mas não para os sistemas SIGFI.

refrigerador. Outros eletrodomésticos encontrados comumente nas comunidades são: ventilador, aparelho de som, carregador de celular, liquidificador ou similar para bater polpas.

Os capítulos subsequentes deste manual se focam nestes tipos de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte (SIGFI e MIGDI), com potências na ordem de dezenas de Wp a alguns kWp, além de SFCRs com conexão em baixa tensão.

5.2 – Sistemas de Bombeamento de Água

Um sistema fotovoltaico de bombeamento (SBFV) é constituído por gerador fotovoltaico, dispositivo de condicionamento de potência (inversor, controlador de bomba), conjunto motobomba[4] e reservatório de água, conforme ilustra a Figura 5.11. Diferentemente dos sistemas domiciliares de geração de energia elétrica, geralmente não são utilizadas baterias para o armazenamento de energia, exceção feita nos casos em que a bomba é uma carga a mais de um SFI convencional (com baterias).

Como regra geral, a água é bombeada e armazenada em reservatórios, para sua posterior utilização, os quais são dimensionados para determinado número de dias de autonomia (da mesma forma que um banco de baterias).

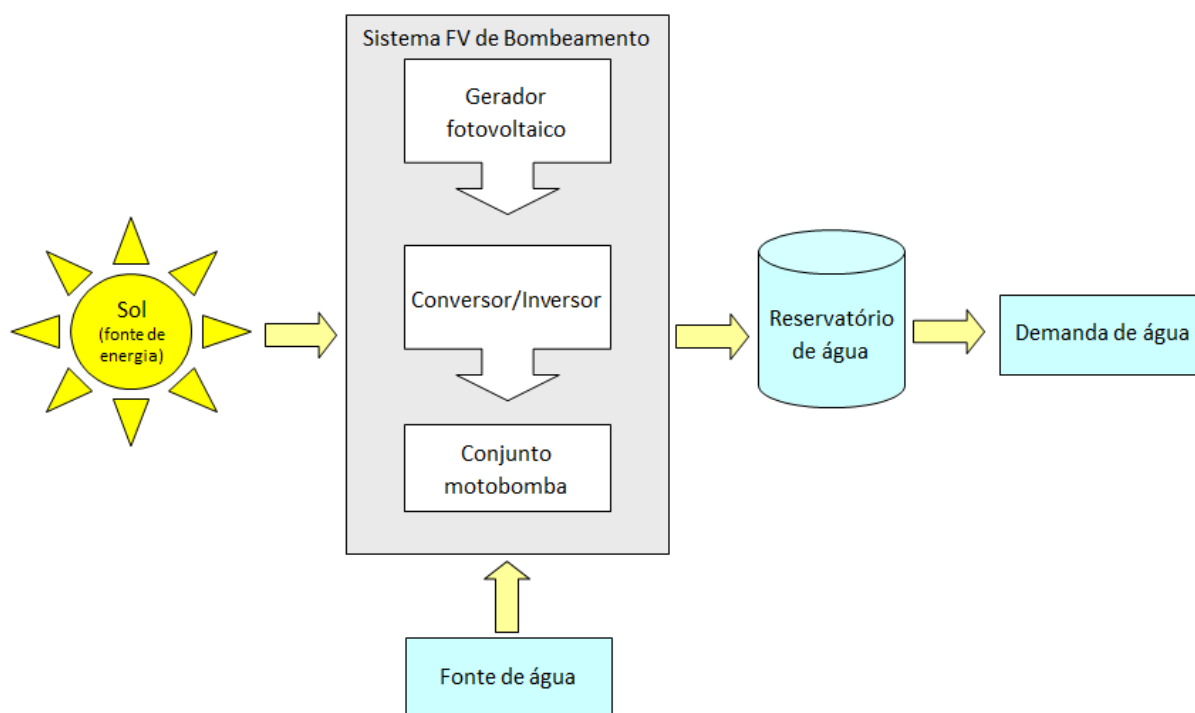



Figura 5.11 – Diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico de abastecimento de água. Fonte: Modificado de (FRAINDENRAICH, 2002).

Em utilizações comerciais, o gerador fotovoltaico costuma ser fixo, ainda que seja viável a utilização de rastreadores solares, os chamados *tracking systems*, que aumentam a captação de energia na superfície do gerador, e, portanto, a energia útil, com o consequente incremento do volume de água

[4] Conjunto motobomba – conjunto composto por bomba hidráulica acionada por um motor elétrico.

bombeado. Estudos comparativos de sistemas de bombeamento com e sem rastreador, sob determinadas condições de funcionamento, mostraram que, no primeiro caso, o ganho na quantidade de água bombeada pode atingir até 41 % em relação ao gerador fixo.

A premissa básica para a utilização de rastreadores reside na vantagem de requerer menor potência instalada do gerador fotovoltaico para a mesma quantidade de água bombeada, implicando em menor investimento em módulos fotovoltaicos, assim como ocupação de menor superfície para sua instalação. Entretanto, a aquisição do mecanismo rastreador, sua instalação, manutenção e possível reposição ao longo da vida útil do projeto, pode não compensar economicamente, quando se comparam os seus custos com os de um sistema fixo, principalmente em função da queda contínua do preço dos módulos fotovoltaicos. Por esse motivo, a utilização de rastreador deve ser sempre analisada em função das especificidades e dos objetivos de cada projeto.

O gráfico da Figura 5.12 mostra a faixa de aplicação dos SBFVs, em termos da vazão e da profundidade requeridas para o sistema, utilizando o parâmetro m^4 (m^3 x m). Para valores de m^4 inferiores a 50, considera-se adequado o bombeamento manual, enquanto que para valores superiores a 2.000, o bombeamento fotovoltaico não é considerado viável.

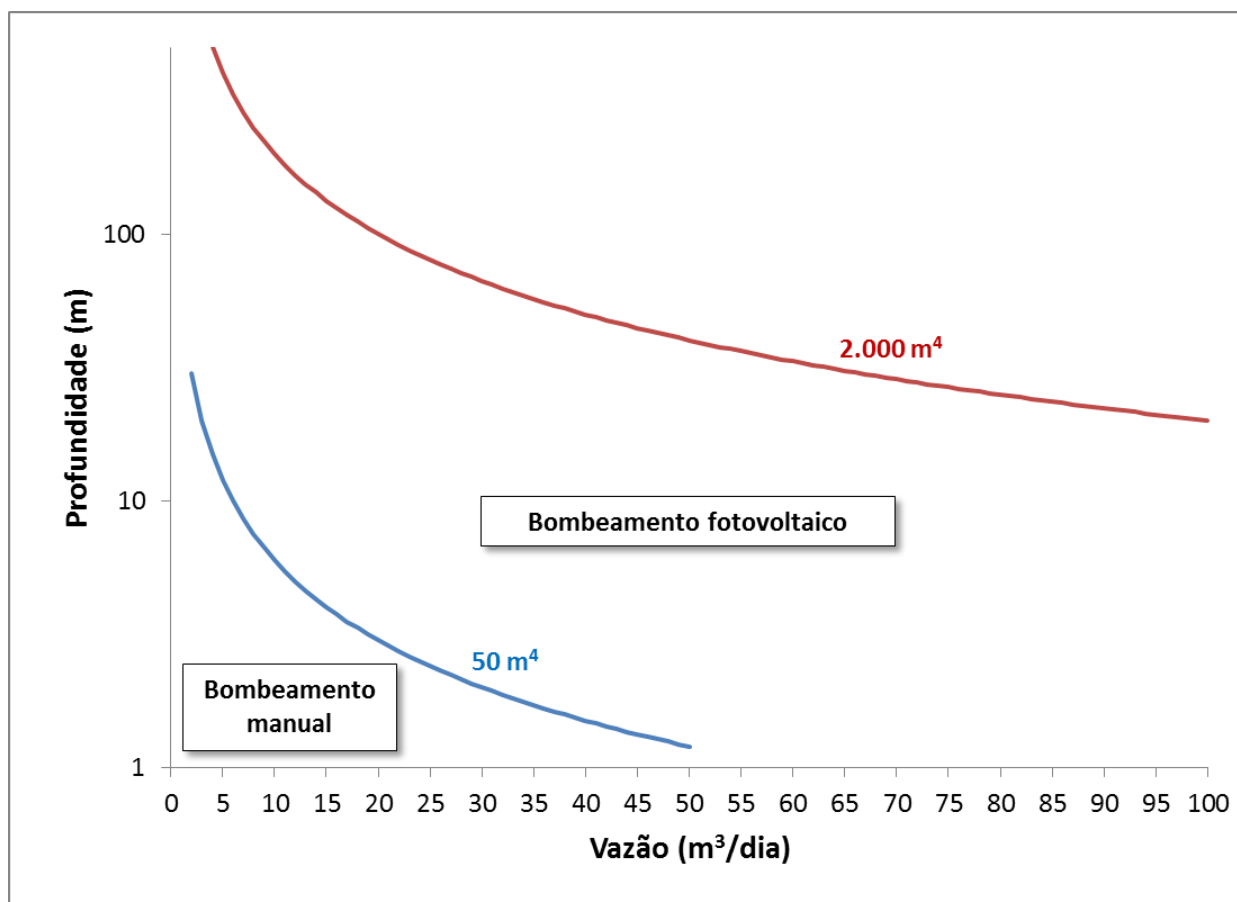



Figura 5.12 – Região de aplicação dos SBFVs (adaptado de TIBA, 1998)

As configurações mais utilizadas em SBFVs são apresentadas na Figura 5.14. As opções com linhas em azul-escuro são as de maior ocorrência, e as em azul-claro são as menos frequentes.

Para sistemas em corrente contínua, o condicionamento de potência pode ser feito tanto com a utilização de conversor c.c.-c.c., quanto mediante acoplamento direto gerador–motobomba. Já para sistemas em corrente alternada, são utilizados inversores c.c.-c.a. Com a finalidade de otimizar a captação de energia em condições variáveis de irradiância, em ambos os casos, podem ser utilizados seguidores do ponto de máxima potência.

Com relação às bombas, para aplicações de pequena potência (até 250 Wp), as mais utilizadas são as de deslocamento positivo de diafragma, ou ainda bombas centrífugas de estágio único ou de poucos estágios. Para aplicações de grande potência, as bombas utilizadas são as centrífugas multiestágios e de deslocamento positivo helicoidais.

As bombas centrífugas são indicadas para grandes vazões e menores alturas manométricas, pois para alturas manométricas elevadas esse tipo de bomba apresenta redução na eficiência. Já para grandes alturas manométricas e menores vazões, são mais indicadas as bombas de deslocamento positivo, principalmente do tipo helicoidal. No entanto, apesar de apresentarem maior eficiência se comparadas com as bombas centrífugas, as helicoidais exigem maior torque de arranque do motor, o que deve ser considerado no dimensionamento do gerador fotovoltaico.

A Figura 5.13 apresenta as faixas de operação para os diversos tipos de motobombas de SBFVs.

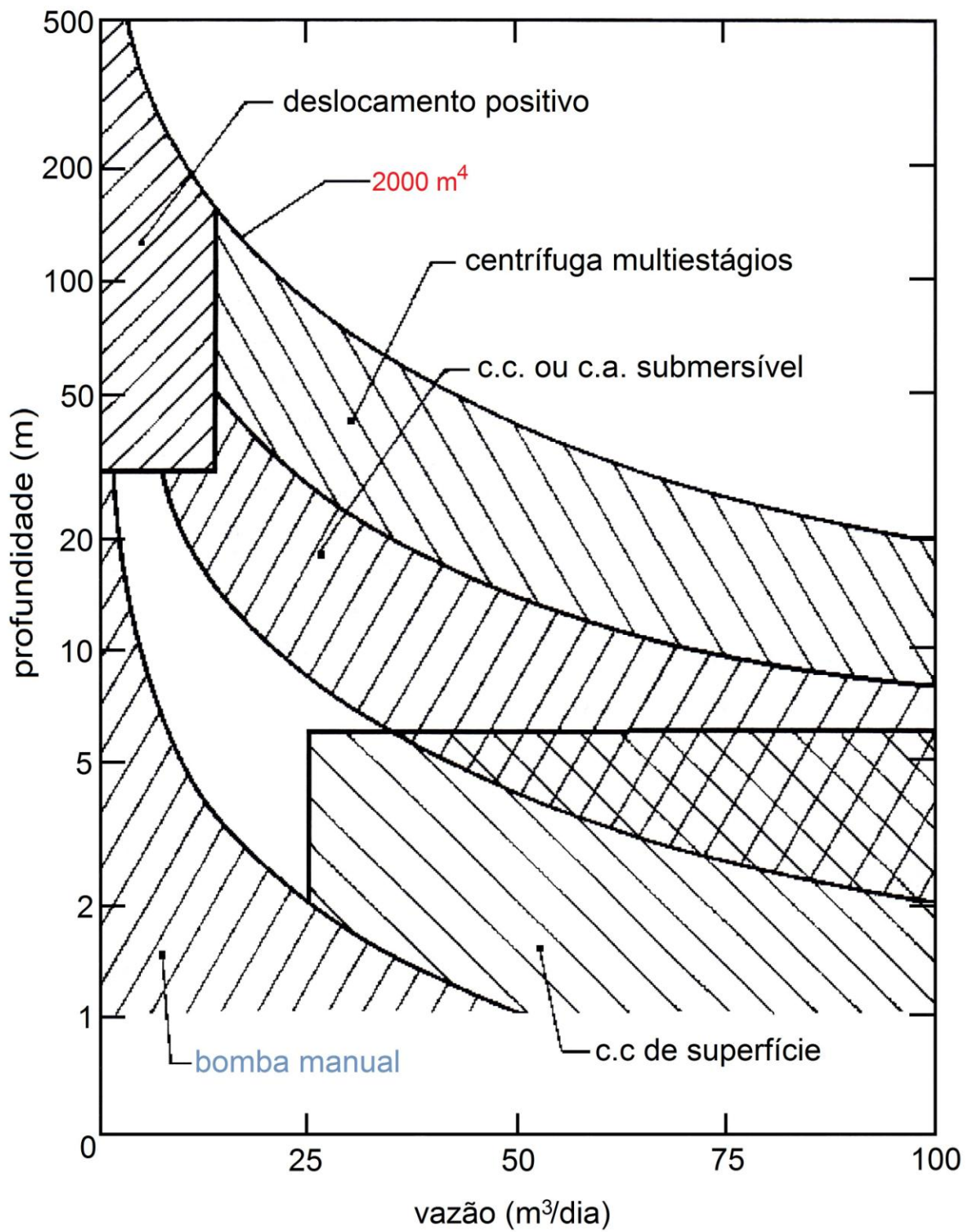



Figura 5.13 – Tipos de motobombas para SBFVs em função da profundidade e da vazão (adaptado de TIBA, 1998)

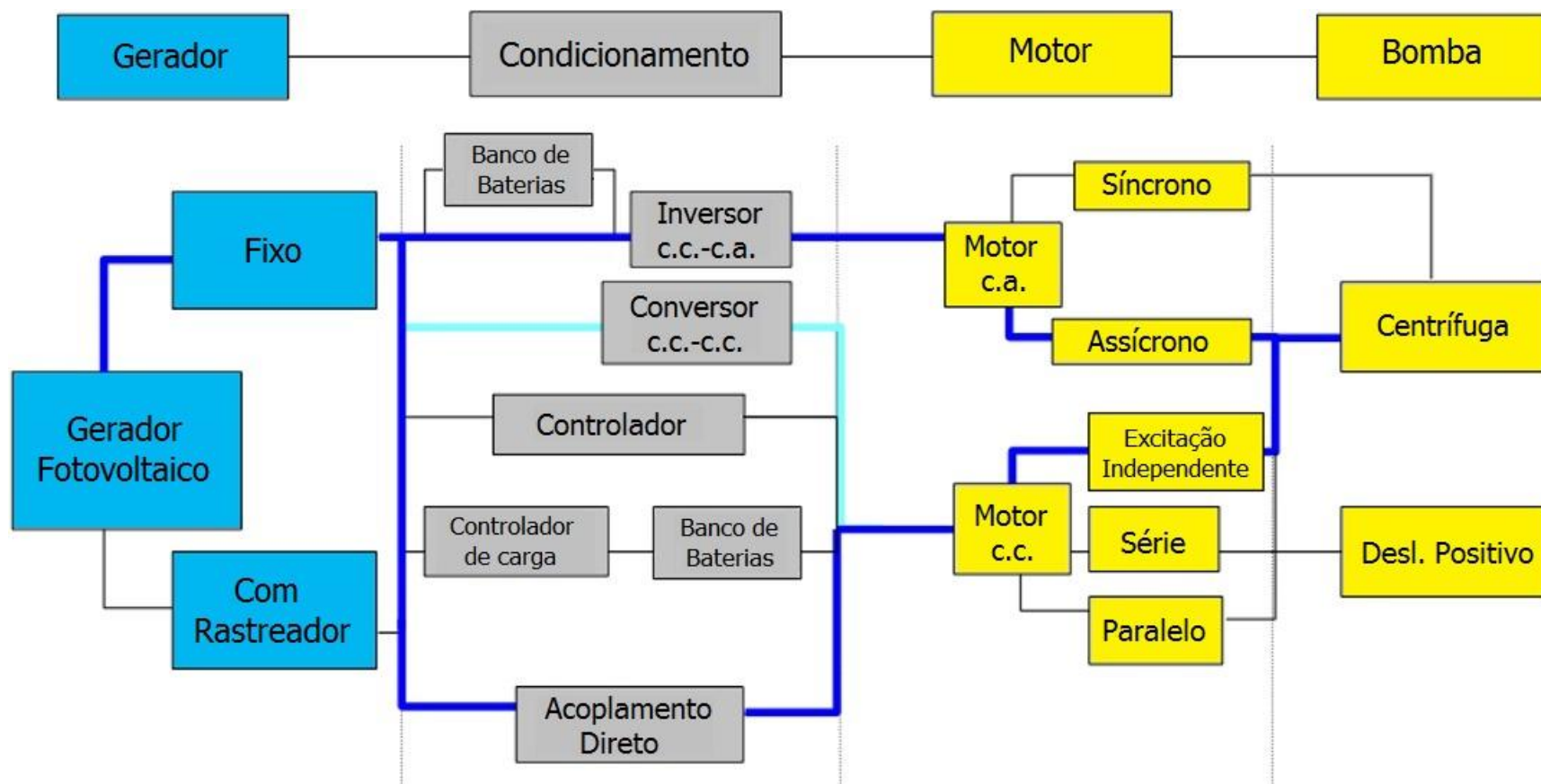



Figura 5.14 – Configurações utilizadas para sistemas de bombeamento fotovoltaico. Fonte: Modificado de (KONER, 1993) e (MALBRANCHE et al., 1994).

No que concerne à otimização (técnica e econômica) de um sistema de bombeamento, além dos cuidados no dimensionamento, deve-se buscar o funcionamento no ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico e priorizar equipamentos com reduzido torque de partida do motor.

Uma tecnologia que foi desenvolvida por diversos grupos de pesquisa no Brasil é a utilização de motobombas elétricas convencionais (dotadas de motores de indução c.a. trifásicos) acionadas por inversores de frequência industriais[5], com programação adequada. Embora o inversor seja um equipamento adicional, estudos mostram que pode haver redução no custo final do volume bombeado (R$/m^3), por serem utilizadas bombas mais baratas. Além disso, tratam-se de equipamentos (motobomba e inversor) de fabricação nacional, facilmente encontrados no comércio, o que facilita também a manutenção e reposição de peças.

As principais aplicações para sistemas fotovoltaicos de bombeamento de água são:

- Bombeamento de água residencial;
- Bombeamento de água para pequenas comunidades;
- Bombeamento de água para consumo animal;
- Sistemas de irrigação.

Ainda que a tecnologia ofereça diversas possibilidades em termos de potência, a maioria dos sistemas de bombeamento fotovoltaico instalados no Brasil não ultrapassa os 2 kWp de potência, com altura manométrica média em torno de 60 mca[6] e vazão de até 40 m^3/dia. Ou seja, o nicho de aplicação do bombeamento fotovoltaico no país, devido a suas características de utilização, é para abastecimento humano e uso doméstico em pequenos povoados localizados em zonas rurais remotas.

A utilização de sistemas fotovoltaicos de bombeamento d’água é comum nas regiões rurais de países em desenvolvimento da África, Ásia e América Latina .

A seguir, são apresentadas as principais características dos equipamentos (bombas e motores elétricos), utilizados em tais sistemas fotovoltaicos de bombeamento d´água.

5.2.1 – Tipos de bombas

Existem duas categorias principais de bombas que podem ser usadas em sistemas fotovoltaicos isolados: centrífugas e volumétricas (de deslocamento positivo), as quais têm características e princípios de funcionamento diferentes.

---

[5] Tratam-se de acionamentos eletrônicos de velocidade variável para motores de indução trifásicos.
[6] mca – metros de coluna de água, algumas vezes apresentada apenas em metros (m).

5.2.1.1 – Bombas centrífugas

Em geral, as bombas centrífugas são adequadas para aplicações que exigem grandes volumes de água (elevadas vazões) e pequenas alturas manométricas (reservatórios superficiais ou cisternas). Possuem pás ou rotores que giram em alta velocidade, criando pressão e forçando o fluxo de água.

As bombas centrífugas são projetadas para alturas manométricas fixas e sua saída de água aumenta com o aumento da velocidade de rotação das pás. A eficiência destas bombas decresce para alturas manométricas e vazões diferentes do seu ponto de projeto.

As características de operação das bombas centrífugas acionadas por motores c.c. adequam-se razoavelmente bem à saída do gerador fotovoltaico. Assim, pelo fato de partirem gradualmente e sua vazão aumentar com a corrente elétrica (maiores níveis de irradiância), elas podem ser conectadas diretamente ao gerador fotovoltaico, sem necessidade de inclusão de bateria. Entretanto, um bom casamento entre a bomba e o gerador fotovoltaico é necessário para um eficiente funcionamento, o que exige um profundo conhecimento das características de ambos.

O desempenho de uma bomba centrífuga c.c. conectada diretamente ao gerador fotovoltaico é muito sensível ao valor da radiação solar. Assim, quando o nível de irradiância se reduz, a corrente do gerador cai e o motor gira mais lentamente. Pequenas mudanças no nível de irradiância resultam em grandes mudanças na vazão da bomba, podendo também levá-la a não superar a altura manométrica necessária. Em alguns casos, o bombeamento pode ser interrompido, até o retorno de níveis de irradiância mais elevados.

Existem duas classes principais de bombas centrífugas: as submersíveis, ou submersas, e as de superfície. As submersíveis trabalham “afogadas” enquanto as de superfície necessitam de um tubo para sucção. Para as bombas de superfície recomenda-se uma altura de sucção máxima de aproximadamente 6 metros; entretanto, alguns modelos, como as autoaspirantes, podem operar com alturas de sucção maiores.

As bombas centrífugas são adequadas a uma ampla faixa de valores de vazão. Existem sistemas instalados com capacidades que vão até cerca de 1.000 m^3/h.

A Figura 5.15 apresenta uma vista em corte de uma bomba centrífuga.

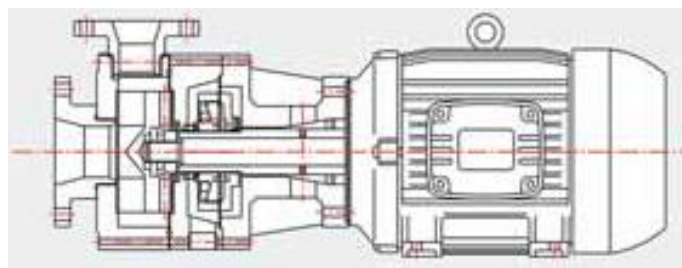



Figura 5.15 – Vista em corte de uma bomba centrífuga. Fonte: Catálogo comercial BOMAX.

5.2.1.2 – Bombas volumétricas

Em geral, as bombas volumétricas, também denominadas de deslocamento positivo, são adequadas quando se deseja atingir grandes alturas manométricas com pequenos ou moderados volumes de água. A eficiência das bombas volumétricas aumenta com o aumento da altura manométrica. A vazão de água bombeada pelas bombas volumétricas apresenta menor dependência com a altura manométrica, se comparada com a das bombas centrífugas. Nas bombas volumétricas a água é bombeada a partir de um mecanismo, em geral um êmbolo, que, com movimentos sucessivos, força o deslocamento do fluido no sentido do próprio êmbolo. A concordância dos sentidos dos dois movimentos, água e êmbolo, permitem que estas bombas também sejam chamadas de bombas de deslocamento positivo.

Os tipos de bombas volumétricas mais usados em sistemas fotovoltaicos são as bombas de diafragma, adequadas apenas a pequenas alturas manométricas, e as bombas de pistão com contrapeso (também chamadas bombas cavalete, ou em língua inglesa, de bombas *jack* ou bombas *donkey*) ou as bombas de cavidade progressiva (algumas vezes, chamadas de bombas de *parafuso*), para grandes alturas manométricas.

A Figura 5.16 mostra um exemplo de uma bomba de parafuso.

Figura 5.16 – Corte de uma bomba (somente o elemento bombeador) tipo parafuso, permitindo visualizar o rotor helicoidal e a forma construtiva interna de seu estator em material sintético (borracha); externamente, a bomba é o tubo em aço inox visto à direita. Fonte: (GALDINO, 2005).

As características de operação das bombas volumétricas não se ajustam tão bem com a saída do gerador fotovoltaico quanto as das centrífugas. Por isso, não são muito adequadas para ligação direta aos geradores fotovoltaicos, necessitando de controladores eletrônicos para ajustar o ponto operacional do gerador fotovoltaico e proporcionar a corrente necessária para a partida da bomba, que demanda mais potência do que a partida da bomba centrífuga (torque de partida elevado). Contudo, pequenas mudanças nos níveis de irradiância sobre o gerador fotovoltaico diminuem a velocidade do motor, reduzindo a vazão, mas não reduzem sua capacidade de atingir a altura manométrica necessária, como acontece no caso das bombas centrífugas. Por este motivo, uma bomba do tipo deslocamento positivo tem condições de atingir a altura manométrica desejada e continuar bombeando água, ao longo de todo o dia.

Controladores eletrônicos (inversores ou conversores c.c.-c.c.) são recomendados para os outros tipos de bombas; porém, tornam-se mandatórios para as bombas volumétricas. São eles que ajustam o ponto de operação do gerador fotovoltaico, de modo a fornecer a máxima corrente para a partida do motor. Estes controladores possuem um dispositivo eletrônico responsável pela melhor adaptação da potência de saída do gerador com a de entrada da bomba. Eles permitem a operação para uma extensa faixa de níveis de irradiância, alturas manométricas e vazões de água, e, além disso, solucionam o problema de partida das bombas volumétricas. Estes controladores eletrônicos consomem, tipicamente, de 4 a 7 % da potência de saída do gerador fotovoltaico, e diversos modelos apresentam um seguidor do ponto de máxima potência (MPPT).

Baterias também podem ser usadas entre a bomba volumétrica e o gerador fotovoltaico, para fornecer uma tensão estável para partida e operação da bomba. Além disso, permitem a partida do motor, mesmo quando os níveis de irradiância estiverem baixos. Na maioria das vezes, os controladores e as baterias não são dimensionados para permitir o bombeamento de água durante a noite, mas somente para dar estabilidade à operação do sistema.

As bombas volumétricas são geralmente instaladas quando se necessitam vazões na faixa de 0,3 a 40 m^3/dia e alturas manométricas de 10 a 500 metros.

A Figura 5.17 apresenta o diagrama expandido de uma bomba de deslocamento positivo tipo diafragma.

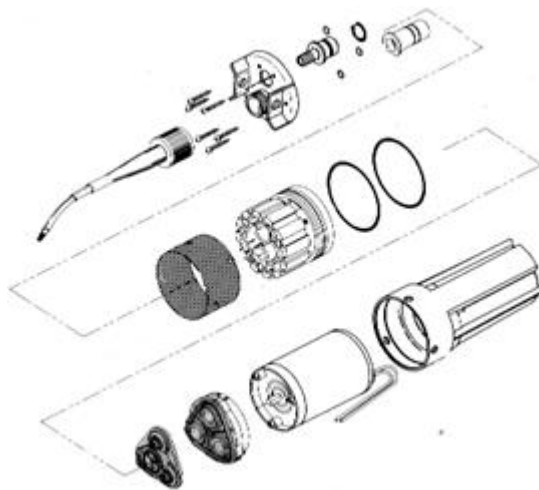



Figura 5.17 – Diagrama expandido de uma bomba de deslocamento positivo tipo diafragma. Fonte: Catálogo comercial BOMAX.

5.2.2 – Tipos de motores

Deve-se escolher uma bomba ou grupo motobomba para operar próximo ao ponto de máxima eficiência, sob as condições necessárias de altura manométrica e vazão. Tanto a bomba centrífuga quanto a volumétrica podem ser acionadas por motores c.a. ou c.c. A escolha do tipo de motor mais adequado depende do volume de água necessário, da potência requerida para atingir a altura manométrica desejada, da eficiência (geralmente mais elevada para motores c.c.), do custo (geralmente menor para motores c.a.), da necessidade do motor estar submerso ou não, das dimensões impostas pelo poço (no caso do motor estar colocado dentro do poço), da confiabilidade, da disponibilidade e da facilidade para a realização de manutenção.

Recomenda-se consultar os fabricantes de bombas para obter as informações específicas dos modelos disponíveis.

5.2.2.1 – Motores c.c.

Os motores c.c. são bastante adequados, em função da sua compatibilidade com a fonte de energia fotovoltaica e porque sua eficiência é geralmente mais elevada, se comparada à dos motores c.a. Entretanto, seu custo inicial é mais elevado e os motores com escovas necessitam de manutenção periódica.

Tipicamente, os motores c.c. precisam de comutação de escovas e são projetados para operarem por longo tempo. Entretanto, devido ao desgaste natural, as escovas devem ser substituídas periodicamente. Contudo, existem os motores c.c. sem escovas, que possuem como vantagens o aumento da confiabilidade do sistema e a reduzida necessidade de manutenção. Estes motores são geralmente de menor potência (motores c.c. não são comumente disponíveis em potências superiores a 10 cv).

Os motores c.c. sem escovas têm o rotor formado pelos imãs permanentes e o estator pelos eletroímãs. Nestes motores os eletroímãs são energizados eletronicamente, enquanto o rotor gira, o que os faz superar os motores c.c. com escova, já que não apresentam o centelhamento, o aquecimento e o consequente desgaste das escovas. Além disso, os intervalos de manutenção são maiores, o que é especialmente importante para os sistemas de bombeamento em áreas remotas, onde a necessidade de manutenção deve ser a menor possível. Entretanto, os dispositivos eletrônicos que compõem os motores c.c. sem escovas são possíveis fontes de defeitos e, por isso, devem ser utilizados dispositivos com alta confiabilidade em ambiente severos.

5.2.2.2 – Motores c.a.

Os motores c.a. adicionam complexidade ao sistema, pois exigem a inclusão de um inversor para transformar a corrente contínua, produzida pelo gerador fotovoltaico, em corrente alternada, além de causar perdas extras de energia. Entretanto, possuem a vantagem de ter preços mais baixos e são mais facilmente encontrados no mercado.

Os motores c.a. são geralmente melhores quando a aplicação necessita de potência acima de 10 cv (7.500 watts), embora alguns fabricantes recomendem o uso de motores c.a. para todas as faixas de potência.

Há inversores que aceitam uma extensa faixa de tensões, produzidas pelo gerador fotovoltaico, e são conectados diretamente a um motor c.a., sem o uso de baterias. O mercado oferece sistemas de bombeamento solares que utilizam um inversor especial para acionar um motor c.a., trifásico, acoplado diretamente ao gerador. Alguns inversores possuem um seguidor do ponto de máxima potência (MPPT), que otimiza o funcionamento do sistema.

Os motores c.a. são geralmente utilizados em sistemas fotovoltaicos de bombeamento de água submersos, adequados para grandes profundidades. O motor usado é de indução, sendo acionado por um inversor especialmente projetado para dar partida no motor e para proporcionar uma frequência variável que ajuste a tensão de saída do gerador à carga do motor.

5.2.3 – Qualidade da água

Além das características técnicas do SBFV em si, uma preocupação adicional do implementador deste tipo de sistema deve ser a qualidade da água que está sendo captada, em função do fim a que se destina.

No Brasil, a qualidade da água para consumo humano é regulamentada pela Portaria do Ministério da Saúde N° 2914, de 12 de dezembro de 2011. Segundo este dispositivo legal, para que a água seja considerada potável, são necessárias análises físico-químicas e microbiológicas em laboratório. Entre os parâmetros verificados inclui-se a contagem de coliformes e verificação de

compostos nitrogenados e cloretos, que são considerados indicadores de contaminação orgânica, além de inúmeros outros elementos e compostos químicos, tais como Chumbo, Cádmio, Mercúrio, Arsênio, substâncias orgânicas e agrotóxicos.

Especificamente para as águas subterrâneas (poços) há ainda a Resolução do CONAMA N° 396, de 3 de abril de 2008, que classifica estas águas em relação às suas características hidrogeoquímicas naturais juntamente com o uso a que se destinam. Neste documento, são estabelecidos também requisitos para águas destinadas a consumo animal e irrigação, além do consumo humano.

De uma forma geral, nas áreas rurais, as águas subterrâneas (poços) são consideradas menos contaminadas do que as águas superficiais (corpos d'água). Ainda assim, também podem apresentar contaminação orgânica proveniente de fossas sépticas, por exemplo, além de contaminação por agrotóxicos usados na lavoura, principalmente em poços no lençol freático (poços rasos).

Adicionalmente, águas subterrâneas podem ainda apresentar o problema de dureza (salinidade) em função de suas características hidrogeoquímicas naturais. A dissolução de sais na água depende da composição química da formação geológica em que se localiza o aqüífero. Poços localizados em formações sedimentares normalmente apresentam baixa dureza, enquanto que poços em formação cristalina podem apresentar dureza elevada. Tais águas são denominadas salobras e são frequentes no interior da Região Nordeste do Brasil. O teor de sais é diretamente ligado a um sabor desagradável e às águas de dureza elevada também se atribui um efeito laxativo. A portaria 2914 estabelece um máximo de 500 mg/L (dureza total) aceitável para consumo humano.

A dureza é ligada principalmente à concentração dos íons de Cálcio (Ca^{+2}) e Magnésio (Mg^{+2}), que são os de maior concentração nas águas, e é expressa no número de equivalente de miligramas por litro (mg/L) de carbonato de Cálcio ($CaCO_3$), embora sejam também presentes sulfatos, cloretos e nitratos de Cálcio e Magnésio.

A salinidade da água é diretamente proporcional à sua condutividade elétrica, pois os sais em solução constituem portadores iônicos de corrente. Assim, a medida da condutividade da água, que pode ser feita com auxílio de um condutivímetro, é um indicador da salinidade, e, portanto, do sabor, conforme mostra a Tabela 5.2. A condutividade é expressa na unidade microsiemens por centímetro (µS/cm).

Tabela 5.2 – Condutividade e salinidade das águas. Fonte: (LORENZO, 2005).

Condutividade (µS/cm)	Salinidade (mg/L)	Sabor
0 - 400	0 - 250	bom
400 - 750	250 - 500	médio
750 - 1500	500 -1000	medíocre
> 1500	> 1000	ruim

À guisa de exemplo, a Tabela 5.3 apresenta dados de salinidade de um conjunto de poços dotados de SBFVs localizados na Região Nordeste, que foram medidos em trabalhos de campo efetuados pelo Cepel. Observa-se que, por comparação com os dados apresentados na Tabela 5.2, apenas dois deles teriam água adequada ao consumo humano.

Tabela 5.3 – Condutividade da água de poços na região Nordeste. Fonte: (GALDINO, 2008).

Localidade do poço	Condutividade (μS/cm)
Monte Belo, PI	152
Bangüê, PI	253
Garapa II, PB	1149
Firmeza, BA	1280
Quixabinha, BA	1423
Olho d'Agüinha II, PB	1678
Passarinho, BA	2074
Quixaba, PB	2398
Serra Preta, BA	2567
Marí, BA	3022
Angicos, PE	3733
Caraça, PB	5590
Caiçara, PE	6190

Em poços que apresentam salinidade bastante elevada, como os listados na Tabela 5.3, deve haver também preocupação em relação à especificação dos materiais empregados em bombas, tubulações etc., que deve ser compatível com o nível de salinidade, caso contrário, estes podem estar sujeitos à corrosão, resultando em falhas no SBFV.

Caso a salinidade de um determinado poço seja elevada, pode-se recorrer a equipamentos de dessalinização de água, também alimentados por sistemas fotovoltaicos, conforme apresentado no item 5.4.3.

5.3 – Sistemas de Telecomunicações e Monitoramento Remoto

Desde o início de suas aplicações terrestres, os SFV são usados para fornecer energia para a área de telecomunicações, devido à sua simplicidade e reduzida manutenção. A confiabilidade das fontes de energia para a maioria das aplicações nesta área deve ser bastante alta. Geralmente, esses sistemas necessitam de baixa potência e são instalados em áreas remotas com acesso limitado e, frequentemente, com severas condições climáticas (vento, maresia). Com relação à energia necessária para atender determinada carga, esta varia de acordo com o modo de operação e o tempo de utilização dos equipamentos.

Algumas vezes, para reduzir o custo inicial, especialmente se a demanda da potência máxima é muito maior do que a demanda média, utilizam-se sistemas híbridos.

As aplicações mais comuns dos sistemas fotovoltaicos na área de telecomunicações são:

- Estações remotas de rádio;
- Estações repetidoras de TV;
- Auxílio à navegação;
- Estações base de telefone celular;
- Telefones de emergência em estradas.

Equipamentos para monitoramento remoto e comunicação de dados necessitam de uma fonte de energia confiável, de forma a evitar a interrupção ou a perda de dados. Devido à confiabilidade e à simplicidade dos sistemas fotovoltaicos, estes estão substituindo a fonte convencional c.a., para alimentação de alguns equipamentos de baixo consumo, mesmo em áreas atendidas pela rede elétrica.

Quase todos os sistemas de monitoramento remoto, alimentados com energia fotovoltaica, funcionam com tensão de 12 V_{CC}. A carga varia de acordo com a quantidade de detectores, taxa de aquisição de dados e os requisitos de transmissão de dados. É comum que as baterias desses sistemas tenham uma autonomia de pelo menos 30 dias, porque a demanda de carga pode não exceder alguns miliamperes. No caso de armazenamento de dados, este pode ser feito em memória de massa no local e os dados coletados periodicamente, ou transmitidos *online*, via comunicação por celular, por exemplo, para um computador remoto, onde é efetuado o tratamento das informações.

Exemplos de aplicações são:

- Monitoramento de condições ambientais (estações meteorológicas, maregráficas, anemométricas, pluviométricas, de poluição etc);
- Controle de tráfego em estradas;
- Registros sísmicos (sismógrafos);
- Pesquisas científicas.

5.4 – Outras Aplicações

Outras aplicações para os sistemas fotovoltaicos ainda podem ser apresentadas, tais como: Proteção Catódica, Cerca Elétrica e Dessalinização.

5.4.1. - Proteção catódica

Os sistemas fotovoltaicos podem ser utilizados para proteção catódica, de forma a impedir a corrosão de estruturas metálicas enterradas. Na corrosão galvânica[7], o processo corrosivo de uma estrutura metálica enterrada ou submersa se caracteriza sempre pelo aparecimento de uma tensão galvânica e das respectivas áreas anódicas e catódicas na superfície do material metálico, com a conseqüente ocorrência de um fluxo de corrente elétrica no sentido convencional, das áreas anódicas para as áreas catódicas, através do eletrólito, sendo o retorno desta corrente elétrica realizado por intermédio do contato metálico entre estas regiões.

Normalmente as estruturas metálicas enterradas, como dutos, fundações de torres de transmissão, tanques de armazenamento etc, são fabricados em aço-Carbono, o qual possui excelentes propriedades mecânicas e de conformabilidade, porém com baixa resistência à corrosão, até mesmo em ambientes úmidos. Os principais fatores que influenciam a corrosão das estruturas metálicas no solo são a resistividade do solo, o valor de pH do solo e a capacidade de retenção de água do solo.

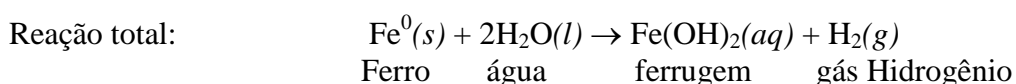
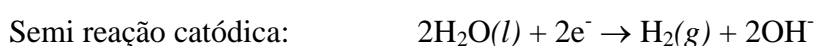
A região onde ocorre a corrosão é denominada de anodo, no qual o Ferro se oxida (se transforma em óxido), enquanto que a região em que o eletrólito produz gás Hidrogênio (H_2) e íons oxidrila (OH-) é denominada de catodo. As regiões anódicas e catódicas geralmente são bastante próximas no material.

Uma reação química típica é a seguinte:

Semi reação anódica: $Fe^0(s) \rightarrow Fe^{+2}(aq) + 2e^-$

Semi reação catódica: $2H_2O(l) + 2e^- \rightarrow H_2(g) + 2OH^-$

Reação total: $Fe^0(s) + 2H_2O(l) \rightarrow Fe(OH)_2(aq) + H_2(g)$

Ferro água ferrugem gás Hidrogênio

Nas situações práticas, o eletrólito é a água existente no solo, que possui impurezas podendo ser de característica ácida ou básica. Pelo fato da densidade do eletrólito variar sazonalmente e, em alguns casos, até diariamente, os projetos de sistema de proteção catódica, tornam-se bastante complexos.

O conceito básico da proteção catódica é simples, ou seja, se a perda de elétrons de um metal que está enterrado puder ser impedida, então não haverá corrosão.

Existem, assim, basicamente dois métodos pelos quais se pode aplicar a técnica de proteção catódica, ambos fundamentados no mesmo princípio, ou seja, injeção de uma corrente elétrica na estrutura metálica, através do eletrólito.

[7] Outra forma de corrosão é a denominada corrosão eletrolítica, causada por correntes elétricas existentes no solo, que atravessam o metal enterrado. A corrosão ocorre no ponto onde a corrente sai do metal.

No primeiro método, denominado de proteção catódica galvânica, o fluxo de corrente elétrica fornecido origina-se da diferença de potencial existente entre o metal a proteger e outro metal escolhido como anodo (anodo de sacrifício) e que tem um potencial eletroquímico mais negativo. Neste caso, é o anodo de sacrifício, geralmente de Magnésio, Zinco ou Alumínio, que será corroído, protegendo o outro metal. As vantagens da proteção catódica galvânica são de que não necessita de uma fonte externa de corrente elétrica e de que sua manutenção é simples, porém, como desvantagem, possui vida útil limitada, pois os anodos de sacrifício vão sendo consumidos (corroídos) no processo de gerar a corrente de proteção e necessitam ser repostos. Pela lei de Faraday, para eletrodos de Zinco, o consumo do material seria de ~10,7 kg/A.ano, enquanto que no caso do Magnésio seria de ~3,9 kg/A.ano, contudo, devido às ineficiências do processo, os valores reais são bastante superiores a estes.

No segundo método, a chamada proteção catódica por corrente impressa, a corrente elétrica é produzida pela força eletromotriz de uma fonte geradora de c.c. em baixa tensão (retificador, bateria ou gerador) utilizando um conjunto dispersor de corrente no eletrólito, constituído de anodos inertes, chamado leito de anodos. Os materiais de uso mais comum para anodos inertes são o grafite, Ferro-Silício e Titânio revestido com óxidos de metais nobres. As vantagens da proteção catódica por corrente impressa é que pode ser regulada com facilidade e pode ser projetada para vida útil bastante longa. O sistema elétrico, porém, necessita de manutenção periódica, e os anodos inertes também sofrem corrosão, embora a uma taxa bastante reduzida, e eventualmente também terão de ser repostos.

As Figuras 5.18 e 5.19 mostram, esquematicamente, os dois métodos citados utilizados na técnica de proteção catódica.

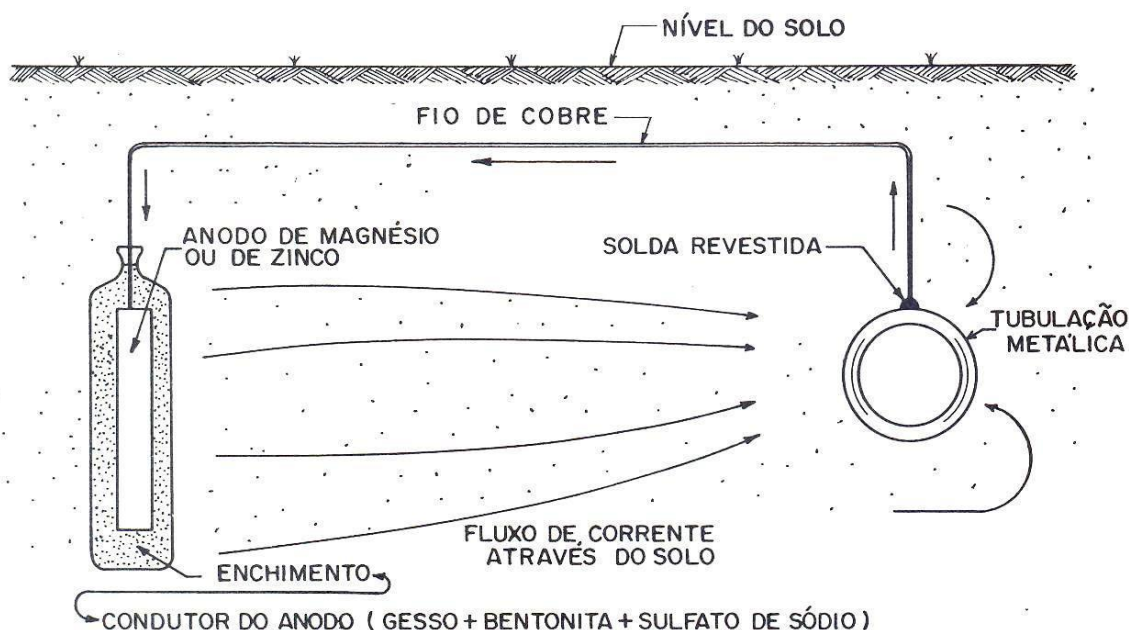



Figura 5.18 – Proteção catódica com anodo galvânico.

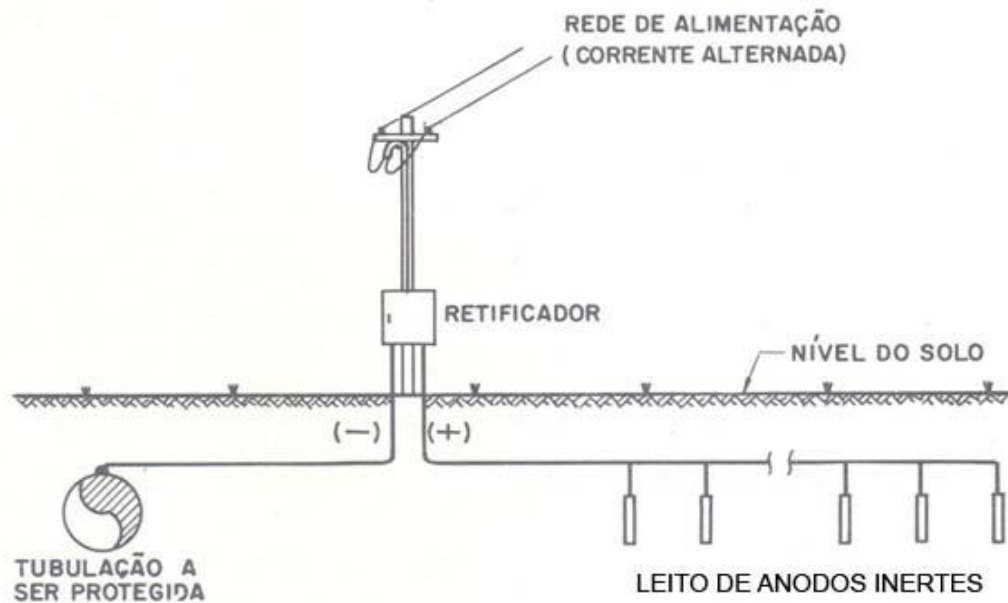



Figura 5.19 – Proteção catódica por corrente impressa (sistema com fonte elétrica convencional).

Entre os dois métodos de controle da corrosão, o mais eficaz para ser utilizado em eletrólitos com qualquer valor de resistividade elétrica é o por corrente impressa, ou seja, aplicação de uma tensão, a partir de uma fonte de energia externa.

Ele é quase sempre usado quando existe uma fonte de energia disponível no local, geralmente de baixa tensão c.c., utilizada para "vencer" o potencial galvânico entre o metal enterrado e o anodo. Neste caso, um ou mais anodos são enterrados nas proximidades do metal a ser protegido e a fonte de tensão externa é conectada entre estes anodos e o metal a ser protegido.

Para interromper o movimento natural da corrente elétrica que flui do metal para o eletrólito, podem também ser utilizados sistemas fotovoltaicos, que fornecem a tensão necessária para reverter o fluxo de corrente, que passa a ser do anodo para o metal ser protegido.

Deve-se projetar um sistema que forneça sempre uma corrente maior e de sentido oposto à corrente que causa corrosão. O dimensionamento do sistema de proteção catódica precisa obedecer à lei de Ohm. Correntes excessivas devem ser evitadas, pois elas podem resultar na formação de bolhas no revestimento que protege o metal ou ocasionar uma fragilização por Hidrogênio no metal. A corrente necessária dependerá de muitos fatores tais como: tipo de metal, área do metal em contato com o eletrólito (superfície exposta do metal), composição do eletrólito, eficácia do revestimento do metal, efeito da polarização, características do solo onde o metal está enterrado (resistividade), forma da superfície do metal (cilíndrica, plana) e tipo e tamanho do anodo utilizado. A Tabela 5.4 apresenta a ordem de grandeza da densidade de corrente em algumas situações.

Tabela 5.4 – Densidade de corrente para proteção catódica. Fonte: (SANDIA, 1991).

	Densidade de corrente (mA/m^2)
aço sem revestimento, em solo úmido	32
aço sem revestimento, em solo arenoso	11
aço sem revestimento, na água do mar	54
aço revestido, em solo úmido	0,22

A corrente necessária para proteger a superfície exposta do metal pode ser reduzida de ordens de grandeza, se o metal for revestido por uma camada protetora adequada, antes da sua instalação, conforme mostra a Tabela 5.4. A tensão a ser aplicada pelo sistema depende da corrente necessária e da resistência total do circuito de proteção catódica. A corrosão começa na superfície exposta do metal e gradativamente penetra no mesmo.

Na Figura 5.20 pode-se observar o perfil de tensão ao longo de uma tubulação protegida, que tem uma característica exponencial, conforme expresso pela Equação 5.1. A corrente injetada pelo sistema de proteção catódica deve ser suficiente para garantir a tensão mínima necessária para impedir a corrosão (V_{min}) a uma distância L/2 da fonte, de forma a proteger toda a tubulação de comprimento L. O parâmetro *r* na Equação 5.1 é função da resistência da tubulação por unidade de comprimento. Existe, portanto, um compromisso entre o comprimento protegido, a tensão necessária e a energia consumida: valores elevados de V_{max} protegem comprimentos longos e requerem menos sistemas de proteção para protegerem um determinado comprimento de tubulação, mas implicam em maior consumo de energia por unidade de comprimento de tubulação.

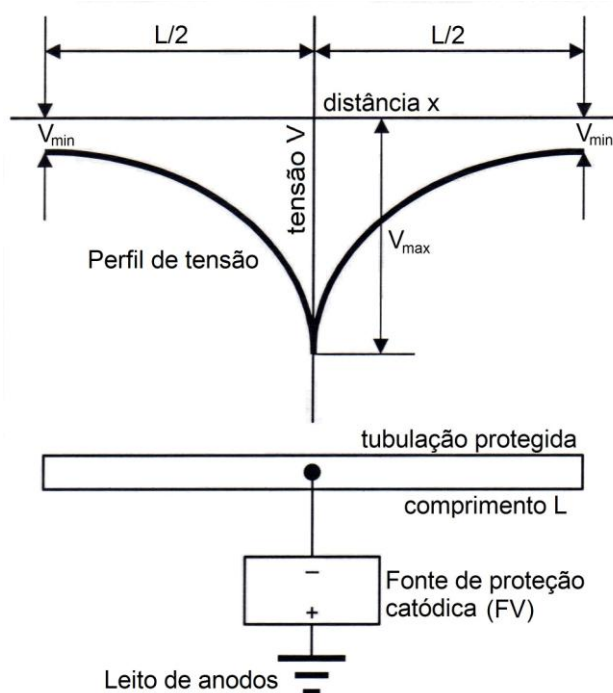



Figura 5.20 – Perfil da tensão ao longo de uma tubulação protegida por um sistema de proteção catódica. Fonte: (TANASESCU et al., 1988).

$$V(x) = V_{max}e^{-rx} \quad (5.1)$$

Normalmente a corrosão está inversamente relacionada com a resistividade elétrica do solo, Assim, em solos com baixa resistividade, o problema da corrosão pode ser crítico. Por outro lado, em solos com elevada resistividade, a corrosão é bastante reduzida e, portanto, a corrente elétrica necessária para a proteção catódica é baixa. Entretanto, não é simples estimar a resistividade elétrica do solo. Em geral, solos secos e arenosos possuem maiores resistividades do que solos de características argilosas. A resistividade do solo muda consideravelmente com as diferentes características do terreno, tais como: textura, composição orgânica, localização, profundidade etc. Por isso, ao se especificar um sistema de proteção catódica, necessita-se de muitos dados sobre as características do terreno. Recomenda-se fazer *a priori* alguns testes, usando um anodo temporário e um gerador de baixa tensão c.c., que imprima uma corrente elétrica ao sistema, de forma a medir a tensão aplicada ao anodo temporário.

Alguns sistemas de proteção catódica possuem um resistor variável, que permite ajustar periodicamente a corrente a ser impressa e compensar os efeitos causados pela mudança das características do solo, pela corrosão da área superficial do anodo, polarização, tipo de anodo etc.

Neste tipo de aplicação, os sistemas fotovoltaicos estão substituindo a maneira usual de obtenção de energia elétrica, que é conseguida retificando-se a corrente alternada, fornecida pela rede elétrica convencional. Um sistema fotovoltaico típico para esta aplicação poderia ser composto por um módulo de 60Wp, uma bateria 12V/90Ah e um controlador de carga.

A maioria desses sistemas fotovoltaicos incluem baterias, de forma a fornecer continuamente a corrente necessária e resistores variáveis, para permitir o ajuste manual da corrente. Controladores eletrônicos (conversores c.c./c.c.) específicos podem ser utilizados para compensar as variações da resistividade do solo, mantendo a corrente constante (KHARZI et al., 2006).

Os sistemas de proteção catódica tem um grande mercado que inclui:

- Torres de transmissão
- Tanques de armazenamento
- Pontes
- Dutos de petróleo
- Tubulações de gás, óleo combustível, água etc.

A Figura 5.21 apresenta um diagrama de um sistema fotovoltaico de proteção catódica por corrente impressa básico.

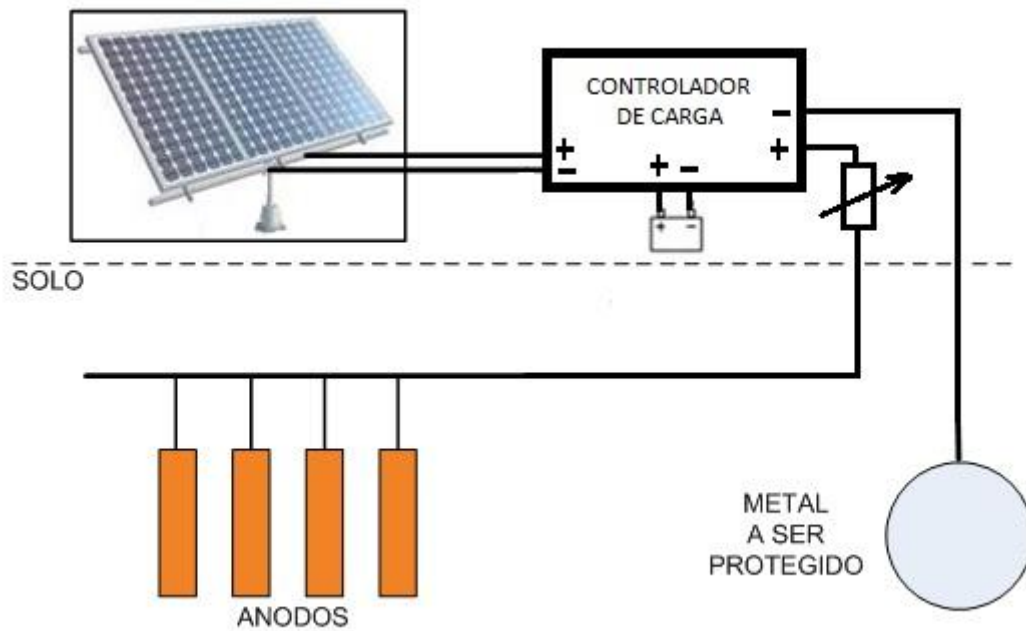



Figura 5.21 – Diagrama de um sistema fotovoltaico para proteção catódica.

5.4.2 – Cerca elétrica

Nas áreas rurais é comum o uso de cercas elétricas para proteção de propriedades ou para contenção de animais na criação de bovinos ou caprinos. No confinamento de animais, a cerca elétrica pode representar vantagens econômicas em relação à cerca convencional, incluindo menor custo de material (arames, mourões) e de mão de obra, além de demandar menos tempo de construção.

No caso dos animais confinados, são ainda citadas as seguintes vantagens para a cerca elétrica, sobre a cerca convencional.

- Evita acidentes e ferimentos, pois os animais tendem a permanecer afastados da cerca, evitando forçá-la ou pulá-la. Em particular, por não apresentar elementos pontiagudos, a cerca não danifica o couro dos animais, preservando assim seu valor comercial.
- Evita a entrada de animais selvagens.
- Muito embora as cercas elétricas também estejam sujeitas ao impacto de descargas atmosféricas, o fato dos animais permanecerem afastados delas reduz o risco de serem eletrocutados durante tempestades, o que é freqüente nas cercas convencionais.

É importante ressaltar que a cerca elétrica, quando bem instalada e com boa manutenção, não apresenta risco de choque elétrico fatal ou dano físico aos animais ou ao homem.

Por todas as suas vantagens, a utilização de cercas elétricas é considerada boa alternativa, porém necessita de fornecimento contínuo de eletricidade, a qual nem sempre é disponível em regiões rurais. A energização de cercas com SFVs torna-se uma realidade bastante viável nessas condições, pois pode

suprir, a um custo acessível, o abastecimento que seria feito via rede convencional da concessionária. Esta aplicação tem sido atendida por sistemas fotovoltaicos não somente no Brasil, mas também em outros países, como, por exemplo, a Austrália.

O sistema fotovoltaico deve alimentar, através de um banco de baterias em 12V, um eletrificador de cercas comercial, que também pode ser alternativamente acionado pela rede da concessionária, caso existente. A Figura 5.22 mostra um diagrama para cerca elétrica fotovoltaica.

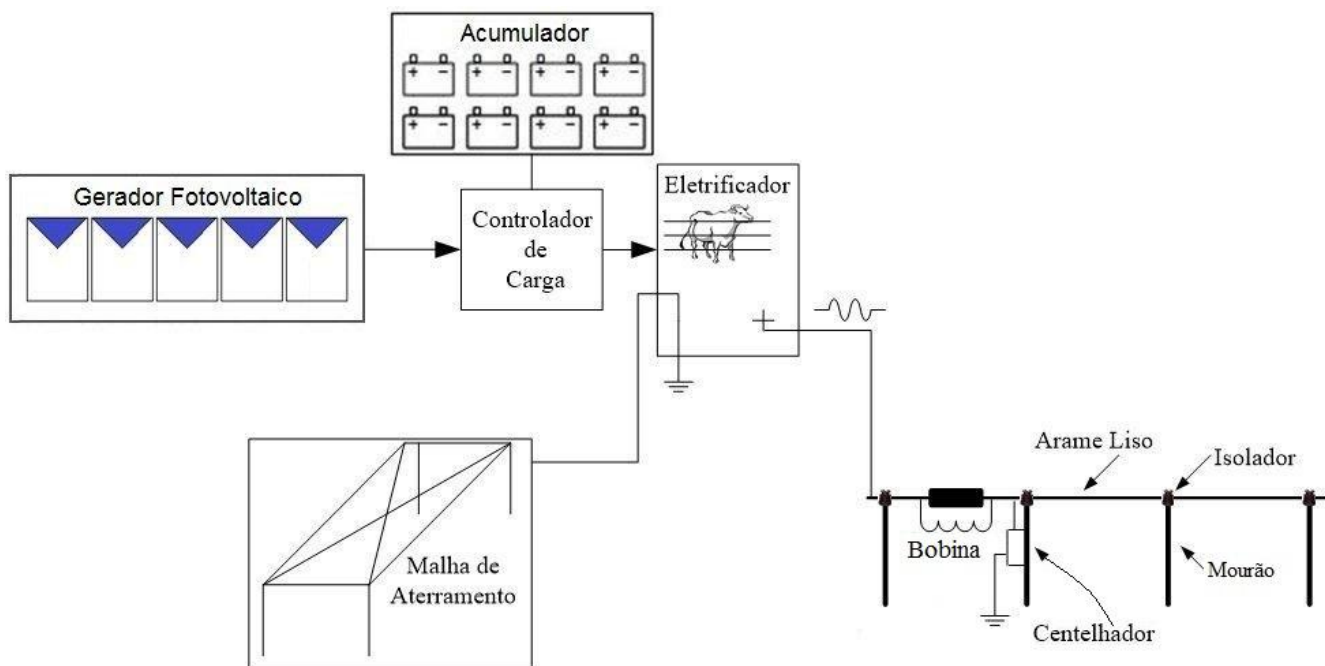



Figura 5.22 – Diagrama genérico para cerca elétrica com alimentação fotovoltaica.

O eletrificador, alimentado pela tensão de 12 V, gera pulsos elétricos de alta tensão e curta duração, cujo princípio de funcionamento é condicionamento provocado pelo choque sobre os animais. A tensão do pulso pode ser configurável no eletrificador, de acordo com o tipo de animal a ser confinado, sendo que alguns recomendam que não seja inferior a 5 kV.

O eletrificador deve ser convenientemente aterrado, dotado de proteção adequada para evitar danos por descargas atmosféricas e instalado em local abrigado da chuva e do sol. O sistema fotovoltaico deve ser instalado próximo ao eletrificador, com o painel fixado em local elevado (poste), fora do alcance de pessoas e animais. O eletrificador deve ser instalado no centro geométrico do perímetro da cerca (os pontos mais afastados devem estar eqüidistantes do eletrificador), ou o mais próximo possível deste. A capacidade do eletrificador normalmente é mencionada pelo fabricante em kilômetros de extensão de cerca.

A bobina e o centelhador mostrados na Figura 5.22 compõem o sistema de proteção contra descargas atmosféricas que pode ser instalado no vão após o mourão mais próximo do eletrificador.

O aterramento do eletrificador de cerca elétrica não serve para proteção elétrica, como numa instalação convencional, mas é parte integrante do sistema, pois quando o animal toca na cerca, o circuito é fechado pelas patas do animal na terra e, caso o aterramento não seja adequado, o choque poderá ser insuficiente para repelí-lo. O número de hastes para compor a malha de aterramento é variável em função da condutibilidade elétrica do solo e os fabricantes normalmente recomendam utilizar, no mínimo, três hastes de 2,40 m, com separação de 3m. Cabos de 4 mm^2 são recomendados para ligação do eletrificador às hastes. Não é permitido o a conexão do aterramento da cerca elétrica a um sistema de aterramento já existente em uma instalação convencional, pelo contrário, o sistema de aterramento da cerca deve ser instalado afastado deste pelo menos 10 m.

A cerca deve ser de arame liso, de tipo específico para cerca elétrica (jamais arame farpado), que tem uma pesada galvanização e baixa resistência elétrica (~0,05Ω/m). Arames em aço inox também são usados. Arame galvanizado comum é uma opção mais barata, porém, caso os arames sejam atacados pela corrosão, a eficácia da cerca será reduzida, pois sua resistência elétrica fica aumentada. Devem ser evitadas conexões entre fios de cobre e o arame da cerca, pois resultam em corrosão no ponto de contato entre os dois metais. Deve-se lembrar que eletrificar arame farpado pode ser perigoso, tanto para os animais, que podem se ferir caso toquem na cerca, se assustem e saltem, como ainda mais para o homem, pois uma pessoa ao tocar na cerca pode também se assustar e se enroscar.

A forma de instalação dos arames depende do tipo de animal a ser confinado, podendo-se adotar de 1 a 4 arames, em diferentes configurações (alturas e forma de conexão elétrica). Uma possível configuração para locais em solos secos e com alta resistividade, seria uma instalação em 3 arames, sendo eletrificados apenas os arames das extremidades (arames superior e inferior), enquanto que o arame central é aterrado com auxílio de uma haste a cada 1km, pelo menos. Podem ser usados mourões comuns de madeira, que possuem boa rigidez mecânica e bom isolamento elétrico (quando secos). O arame não precisa ser muito tensionado, como nas cercas convencionais, o que diminui a quantidade de mourões necessários, os quais nas cercas elétricas normalmente são afastados tipicamente entre 20 m e 30 m, o que pode ainda contribuir para redução de uso de madeira nativa (desmatamento).

Como exemplo, as características de um caso real (COSTA et al., 2006) de uma cerca elétrica para o confinamento de caprinos alimentada por meio de um sistema fotovoltaico, são as seguintes:

- Módulo fotovoltaico 10Wp;
- Bateria 12V/40Ah;
- Eletrificador 10 km/1,5J
- Área cercada 200 x 200m (4 ha), com perímetro de 800m.

Para o bom desempenho da cerca, o corte da vegetação sob a cerca deve ser regular, pois o contato da vegetação com o arame causa correntes de fuga, que reduz o choque e desperdiça energia. As cercas elétricas devem ser adequadamente sinalizadas por meio de placas de advertência a intervalos regulares, para evitar acidentes pessoais, principalmente em trechos próximos a estradas, trilhas etc. Para informações detalhadas, a norma ABNT NBR IEC 60335-2-76, que trata da segurança de eletrificadores de cerca com tensão nominal até 250 V, deve ser consultada.

5.4.3. – Dessalinização da água

A Terra tem aproximadamente 3/4 de sua área coberta por água, sendo, porém, salgada cerca de 97 % da água disponível, o que implica em escassez de água doce em algumas regiões do planeta. Portanto, preservação de mananciais existentes e criação de novas alternativas para aproveitamento de parte da água salgada existente é uma necessidade premente no mundo.

A dessalinização consiste na retirada de sais da água salgada ou salobra, tornando-a doce e própria para o consumo humano e/ou animal. Dentre os processos de dessalinização conhecidos podem-se citar o por evaporação ou destilação, e o por osmose. O primeiro, quando natural, é de baixo custo, porém lento e com necessidade de grandes áreas para os tanques de água salgada e doce. Quando a evaporação é artificial, realiza-se a ebulição da água salgada e o vapor gerado é posteriormente coletado em um segundo tanque e em seguida liquefeito, quando a água estará potável.

No segundo tipo de dessalinização, a osmose pode ser natural ou reversa. A primeira é caracterizada pela presença de duas soluções salinas com concentrações distintas, separadas por uma membrana semipermeável. Através desta membrana estabelece-se naturalmente um fluxo de solvente (no caso, a água) da solução menos concentrada para a de maior concentração. O processo se mantém, por mecanismo de pressão (pressão osmótica)[8], até que as concentrações sejam iguais.

A osmose reversa consiste na aplicação de uma pressão superior à pressão osmótica no tanque de maior concentração salina, de modo que o movimento do solvente (a água) se faça no sentido inverso ao natural, passando do lado mais concentrado para o de menor concentração. Este é um processo mais rápido e eficiente que os anteriores. Apesar do custo de aquisição relativamente elevado e do custo de operação (energia consumida), principais desvantagens do sistema, em alguns casos, o retorno do investimento[9] do dessalinizador por osmose reversa pode se dar em poucos anos.

A dessalinização é de relevante importância em locais onde há escassez de água potável, mas há água com considerável teor de sal, como é o caso de grande parte do subsolo do nordeste brasileiro. Os

---

[8] Pressão osmótica – força que promove o deslocamento da água de uma solução menos concentrada para outra mais concentrada através de uma membrana semipermeável.

[9] Como informação de ordem de grandeza, dessalinizadores por osmose reversa de pequeno porte, vazão de 200 l/h, podem ser encontrados no mercado a valores que chegam a cerca de R$ 10.000,00, excluindo custos de instalação e do gerador fotovoltaico.

dessalinizadores têm uma vasta área de aplicação como: no abastecimento de consumidores isolados, em embarcações fluviais ou marítimas, na agricultura, em fábricas de gelo, em água para operações menos nobres, como lavagem de pisos e limpeza em geral no caso de hotéis ou pousadas, em operações militares, etc.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser utilizados como fonte de energia para os sistemas de dessanilização. A Figura 5.23 apresenta um esquema para dessalinização de água, que tanto pode ser usado em localidades remotas, onde não haja fornecimento de energia elétrica pela concessionária local, quanto onde esta estiver disponível. No caso isolado, a bomba c.a. pode ser alimentada por um sistema fotovoltaico de bombeamento d'água ou por um grupo gerador.

A vantagem do uso do gerador fotovoltaico é, em geral, função da supressão, integral ou parcial, da queima de combustíveis fósseis para acionamento da motobomba, o que, em localidades remotas e de difícil acesso, com precária logística de fornecimento do combustível, é de importância capital na sustentabilidade do processo.

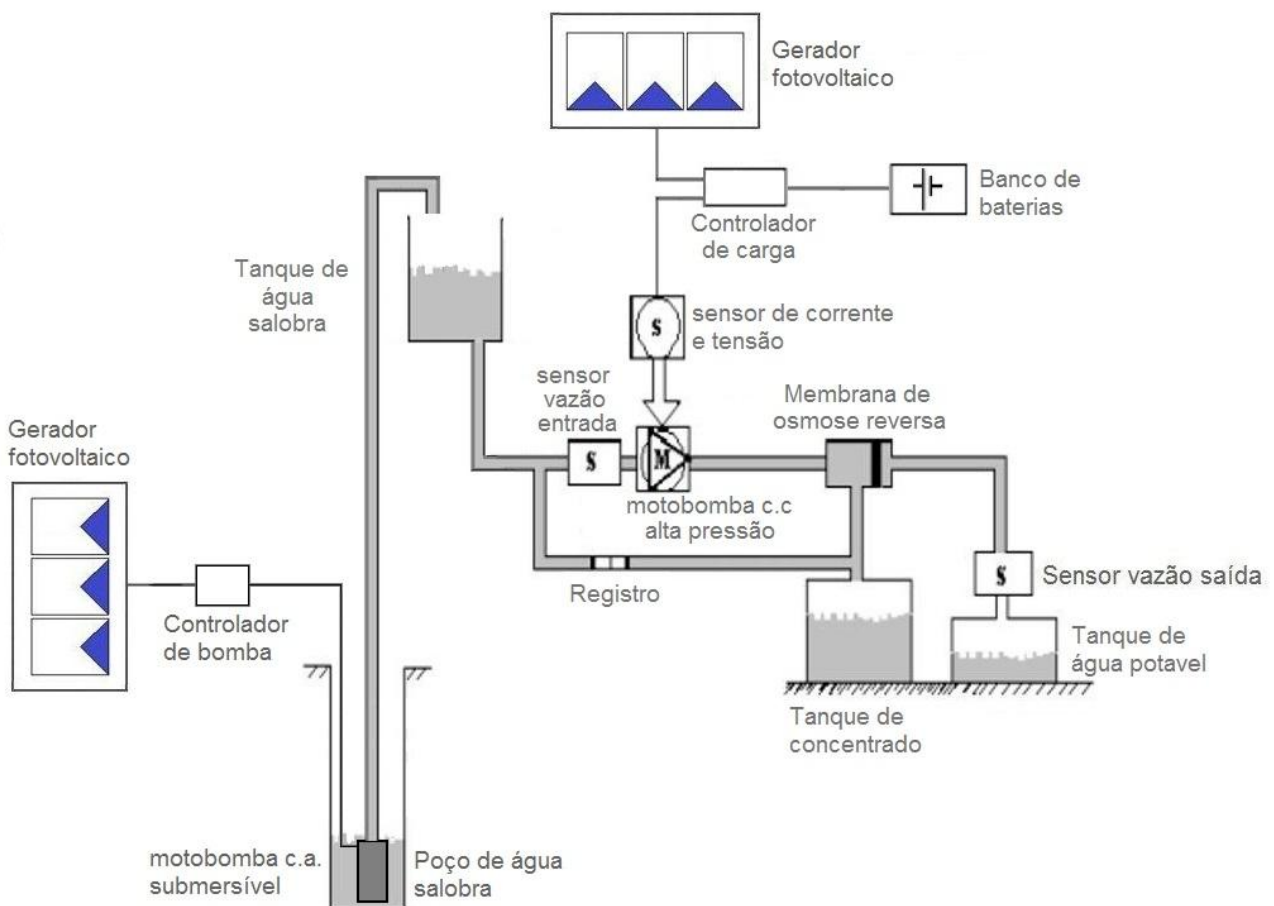



Figura 5.23 – Esquema de dessalinização fotovoltaica por osmose reversa. Fonte: Adaptado de (CARVALHO, 2003).

5.5 – Sistemas Conectados à Rede

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) dispensam o uso de acumuladores, pois a energia por eles produzida pode ser consumida diretamente pela carga, ou injetada diretamente na rede elétrica convencional, para ser consumida pelas unidades consumidoras conectadas ao sistema de distribuição. Estes sistemas são basicamente de um único tipo e são aqueles em que o gerador fotovoltaico representa uma fonte complementar ao sistema elétrico ao qual está conectado.

Instalações deste tipo vêm se tornando cada vez mais populares em diversos países europeus, Japão, Estados Unidos, e mais recentemente no Brasil. As potências instaladas vão desde poucos kWp em instalações residenciais, até alguns MWp em grandes sistemas operados por empresas. Conforme apresentado a seguir, estes sistemas se diferenciam quanto à forma de conexão à rede, que, dentre outras características, depende também da legislação local vigente.

Como exemplo é apresentado o projeto do Estádio Solar de Pituaçu (Figura 5.24). O projeto faz parte do programa de eficiência energética da distribuidora Coelba, com apoio do Governo do Estado da Bahia. A construção foi finalizada em março de 2012. Parte da energia elétrica gerada é destinada ao funcionamento do estádio. Módulos de silício amorfo foram instalados na cobertura do estádio (238 kWp) e módulos de silício monocristalinos foram instalados sobre o telhado dos vestiários e em uma área de estacionamento (170 kWp), totalizando cerca de 400 kWp.

Figura 5.24 – Sistema fotovoltaico instalado no estádio Pituaçu, BA. Fonte: (http://www.americadosol.org/pituacu_solar/).

5.5.1 – Micro e minigeração fotovoltaica

No Brasil, os sistemas fotovoltaicos enquadrados como sistemas de micro e minigeração, são regulamentados pela Resolução Normativa Aneel Nº 482/2012, e devem atender aos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), Módulo 3, e às normas de acesso das distribuidoras locais. A Resolução 482

estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica, cujas definições são:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
- Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda.

São considerados na resolução 482 dois tipos de medição da energia, apresentadas a seguir.

5.5.1.1 – Medição bidirecional de registros independentes

Neste caso, exemplificado pela Figura 5.25, a energia consumida e a energia injetada na rede de distribuição são registradas separadamente pelo medidor bidirecional (ou por dois medidores que medem a energia em cada sentido). A cada instante apenas o registro em um dos sentidos será realizado, dependendo da diferença instantânea entre a demanda e a potência gerada pelo sistema fotovoltaico.

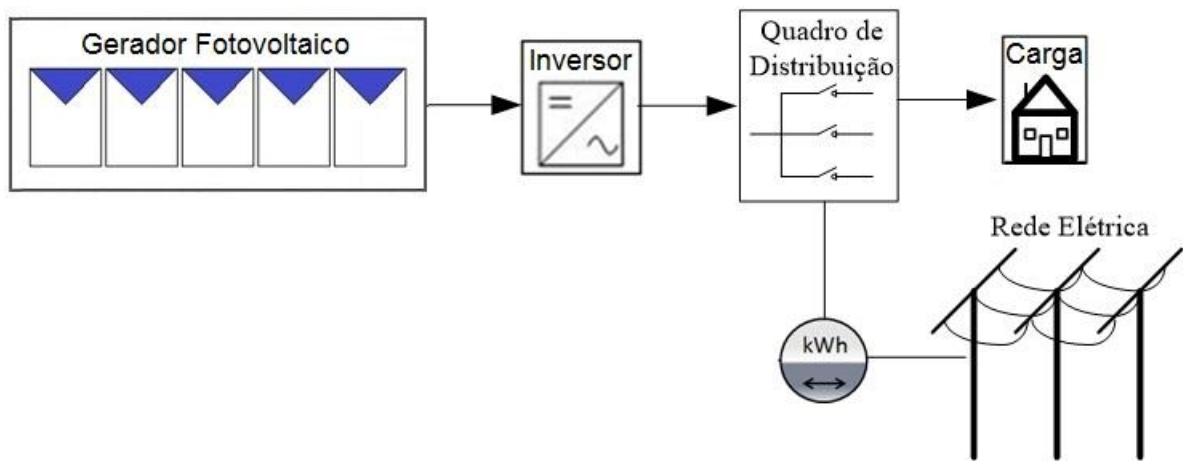
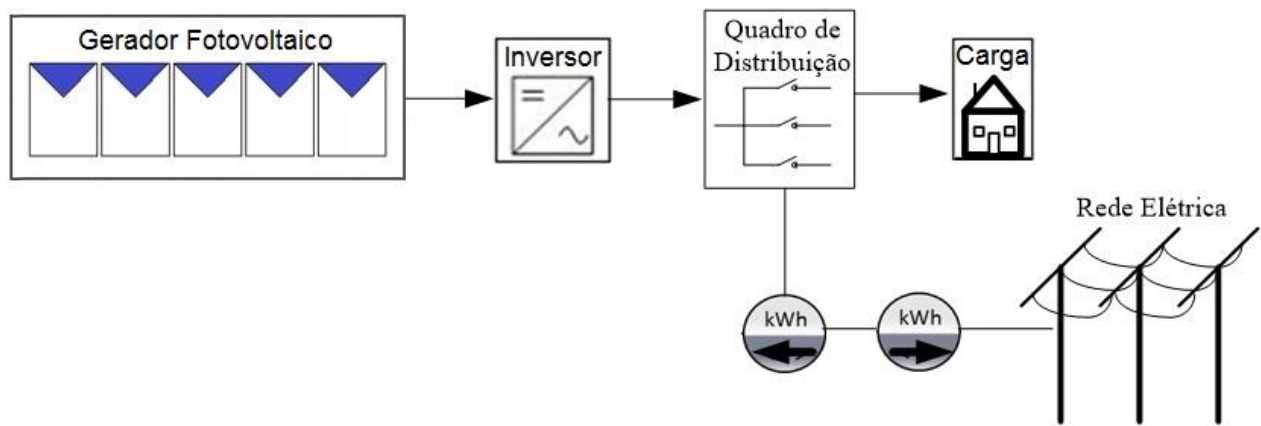
Este é o tipo de registro requerido pela Aneel na regulamentação em vigor. A Aneel estipulou ainda, pela resolução normativa nº 569, de 23 de julho de 2013, que as unidades consumidoras do grupo B, onde os consumidores residenciais estão incluídos, não podem ser cobradas pelo excedente de reativos devido ao baixo fator de potência.

(a)

(b)

Figura 5.25 - Medição bidirecional de registros independentes (a) com a utilização de um medidor bidirecional e (b) com a utilização de dois medidores unidirecionais.

5.5.1.2 – Medições simultâneas

Quando se deseja ter informações mais precisas sobre o consumo de energia e a produção do sistema fotovoltaico, deve-se adotar este tipo de medição. Conforme pode ser visto na Figura 5.26, a medição da energia gerada pelo sistema fotovoltaico é independente da medição de energia consumida pela unidade consumidora. No tipo de medição do item anterior, a energia medida é a energia líquida, ou seja, a gerada menos a consumida. Na condição de medição simultânea, toda a energia gerada é medida, assim como toda a energia consumida. Os cálculos do balanço energético são realizados posteriormente, pela distribuidora. A medição simultânea também é prevista na regulamentação da Aneel.

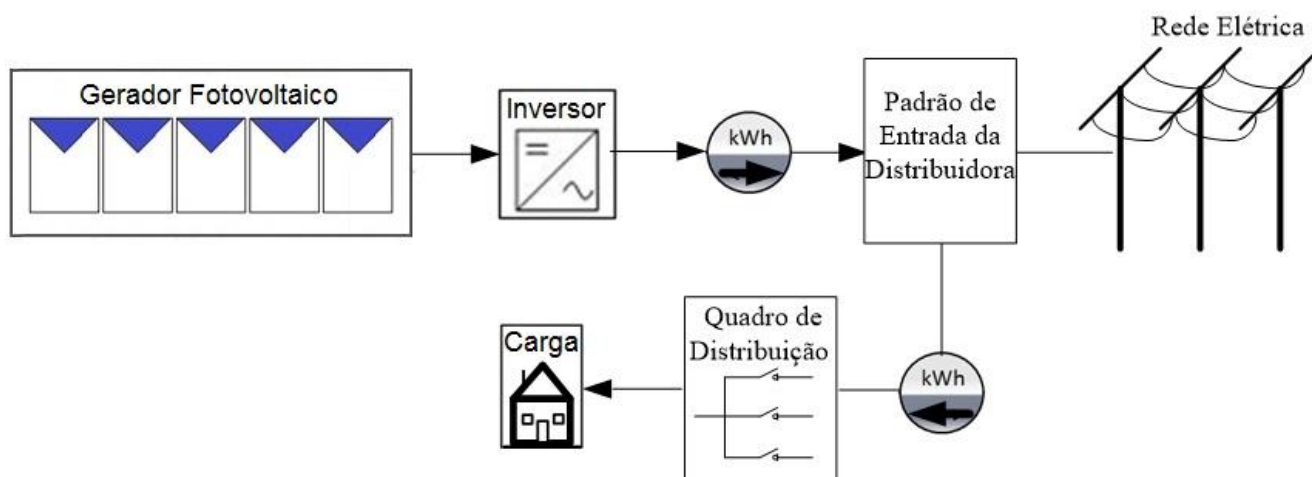



Figura 5.26 - Medições simultâneas.

5.5.2 – Sistemas fotovoltaicos integrados a edificações

Os Sistemas Fotovoltaicos Integrados a Edificações (SFIE) fazem parte de uma categoria relativamente nova no Brasil, mas que já é uma realidade em vários países do mundo. Na Europa, especialmente, esta é uma vertente para a aplicação de sistemas fotovoltaicos que vem prosperando bastante. Há projeções de que em 2050 na Europa se consiga alcançar um patamar de eficiência energética de forma a reduzir em 50 % os gastos com aquecimento e ar condicionado de ambientes em relação aos valores verificados em 2012, por meio da utilização da geração próxima à carga e da adoção conjunta de projetos, construções e uso de materiais que privilegiem o melhor uso da energia, sem, contudo, penalizar o bem-estar dos usuários das edificações.

Os SFIEs dispensam a criação de novos espaços para sua instalação, pois podem ser aplicados em edificações já existentes sobre os telhados ou fachadas, servindo não apenas como fontes de energia, mas como elementos de sombreamento e diferencial arquitetônico da própria construção. Os SFIEs podem ser melhor aproveitados quando definidos ainda na fase de projeto da edificação, por exemplo substituindo o telhado convencional, diminuindo o custo final da obra. Do ponto de vista arquitetônico, os SFIEs também são uma importante opção, já que os geradores fotovoltaicos podem ser encontrados no mercado internacional com diversas cores, formatos e graus de flexibilidade mecânica.

A grande vantagem dos SFIEs reside no fato de que a energia gerada pode ser totalmente usada na edificação, reduzindo perdas com transmissão e distribuição, além de diminuir o consumo de energia proveniente da rede da concessionária.

No que concerne à viabilidade econômica dos SFIEs, estes ainda não alcançaram a paridade tarifária no Brasil e o custo de aquisição e instalação destes sistemas ainda inibe o seu desenvolvimento no país.

No Brasil, os SFIEs podem ser enquadrados na classificação de micro ou minirredes (até 1 MW), conforme a resolução Aneel nº 482/2012 ou na categoria de autoprodutores de energia, obedecendo, portanto, o Decreto Federal Nº 2003/1996, que dispõe sobre a produção de energia por produtores independentes e autoprodutores.

5.5.3 – Usinas fotovoltaicas (UFVs)

Usinas fotovoltaicas podem atingir potências da ordem de MWp, podendo ser operados por produtores independentes e sua conexão com a rede é em geral feita em média tensão, por exemplo, 13,8 ou 34,5 kV. Caso seja uma geração associada a uma unidade consumidora, com potencia instalada até 1 MWp, então poderá ser enquadrada como minigeração na RN 482. Neste caso, o Módulo 3 do Prodist (Seção 3.7) propõe que tais sistemas de minigeração, ou seja, aqueles com potência instalada superior a 100kWp e inferior a 1MWp, sejam conectados em média tensão, mas ressalta que o nível de tensão de conexão da central geradora deve ser definido pela distribuidora em função das limitações técnicas da rede.

A Figura 5.27 mostra o esquema de um sistema deste tipo, onde é evidenciada a presença de um transformador para elevar a tensão ao nível de distribuição.

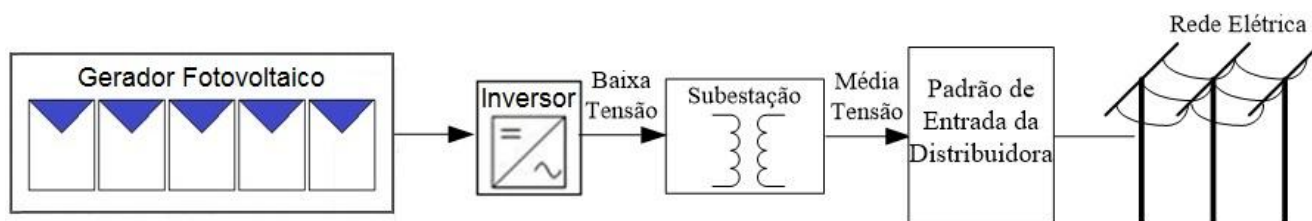



Figura 5.27 - Sistemas de grande porte.

As UFVs tem se apresentado como uma opção viável para países que dependem de importação de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica e que vislumbram na energia solar uma solução para mitigar esta carência e, ao mesmo tempo, preservar o meio ambiente pela menor emissão de gases poluentes, além de favorecer a criação de novos postos de trabalho. Países como Alemanha, Itália, Espanha e Portugal adotaram esta opção e hoje se destacam na geração de energia elétrica através de UFVs.

A primeira UFV implantada no Brasil foi um empreendimento privado, da empresa MPX, localizado no município de Tauá-CE, a cerca de 360 km de Fortaleza. A UFV Tauá tem potência instalada de 1,0 MWp, em 4.680 módulos de p-Si de 215Wp, conta com 9 inversores de 100kWp e injeta a energia na rede de 13,8 kV da Coelce (Companhia Energética do Ceará). A usina entrou em operação em julho de 2011 e tem apresentado fator de capacidade mensal entre 14,8% e 22,1%, sendo que em 2012 sua geração total foi de 1.620 MWh, o que corresponde a uma geração mensal média de 135,1 MWh/mês (MPX, 2013).

No âmbito dos projetos da Chamada 13 da Aneel foi construída a UFV Tanquinho (Figura 5.28), pela CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz. A UFV foi implantada na área da subestação Tanquinho da CPFL e tem potência instalada de 1.082 kWp. A primeira fase do empreendimento (511 kWp, em módulos de filmes finos de a-Si/mc-Si -heterojunção) entrou em operação em novembro de 2012 (BOMEISEL, 2013).

Figura 5.28 – UFV Tanquinho. Fonte: (BOMEISEL, 2013).

Outros exemplos de sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil são apresentados no Apêndice 3.

5.6 - Referências

ABNT NBR IEC 60335-2-76. **Aparelhos Eletrodomésticos e Aparelhos Elétricos Similares – Segurança – Parte 2-76: Requisitos para Eletrificadores de Cerca**. Associação Brasileira de Normas Técnicas. 3 de dezembro de 2007.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 493/2012**. 5 de junho/2012a.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482/2012**. 17 de abril de 2012b.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist; Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.** Revisão 5. 14 de dezembro de 2012c.

BOMEISEL, E. **A realização da Planta Fotovoltaica de 511 kWp, de Silício Amorfo, da Usina Solar Tanquinho.** Apresentação no EnerGen LatAm 2013. Rio de Janeiro-RJ. 28 e 29 de janeiro de 2013.

CARVALHO, P. C. M.; MONTENEGRO, F. F. D. **Experiências adquiridas na instalação da primeira osmose reversa acionada por painéis fotovoltaicos do Brasil**. Enc. Energ. Meio Rural, Ano 3, 2003.

Catálogo Comercial de Bombas Centrífugas BOMAX.

Catálogo Comercial de Dessalizadores por Osmose Reversa FERRAN. Disponível em: <http:www.osmosereversabrasil.com.br>. Acesso em: 13 jun. 2013.

COSTA, H. S.; COSTA NETO, G.; ARAÚJO, K.; DA SILVA, G. F.; RAQUEL, K. **Utilização de cerca elétrica solar para confinamento de caprinos na produção familiar do semi-árido pernambucano**. Anais do 6º. Agrener - Encontro de Energia no Meio Rural. Campinas-SP. 2006.

ELETROBRAS. **Comparação entre dois tipos de sistemas fotovoltaicos individuais adequados para eletrificação rural**. III CBENS – Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belém-PA, 21 a 24 de setembro de 2010.

FEDRIZZI, M. C. **Sistemas fotovoltaicos de abastecimento de água para uso comunitário: Lições apreendidas e procedimentos para potencializar sua difusão**. São Paulo, Brasil: Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, 2003.

FRAIDENRAICH, N. **Abastecimento de agua em áreas rurales mediante bombeo fotovoltaico – Projeto PIPVI.5 CITED**. Recife, Brasil: VIII Seminário Ibero-Americano de Energia Solar: Abastecimento de Água em Áreas Rurais Mediante Bombeamento Fotovoltaico, 2002.

GALDINO, MARCO A.; ORDINE, A. P.; SEBRÃO, M. Z.; BORBA, AROLDO J. V. **Inspeção em campo de sistemas fotovoltaicos de bombeamento d'água *Total Energie*, instalados nos Estados de PE, PB, BA e PI, para análise de corrosão e outros problemas.** Relatório Técnico Cepel DTE 38941/2008; outubro de 2008.

GALDINO, MARCO A.; ALMEIDA, VANIA M. DE; SOARES, E. R. **Ensaios de equipamentos de sistemas fotovoltaicos de bombeamento d'água fornecidos pela empresa *Total Energie* ao MME no escopo do PRODEEM.** Relatório Técnico Cepel DTE 49903/2005; 2005.

KHARZI, S.; HADDADI, M.; MALEK, A. **Development of a voltage regulator for solar photovoltaic cathodic protection system**. Revue des Energies Renouveables. vol 9, no. 4, pp. 259-266. 2006.

KONER, P.K. **A review on the diversity of photovoltaic water pumping systems**. RERIC International Energy Journal, v. 15, n. 2, 1993.

LORENZO, E.; SAURA, F. P.; FERNÁNDEZ, L. N.; FEDRIZZI, M. C.; ZILLES, R.; AANDAM, M.; ZAOUI, S. **Boas práticas na implantação de sistemas de bombeamento fotovoltaico.** Instituto de Enegia Solar, Universidae Politécnica de Madrid. 2005.

MALBRANCHE, P.; SERVANT, J. M.; HELM, P.; HAENEL, A. **Recent developments in PV pumping applications and research in the European Community**. Amsterdã, Holanda: 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1994. p. 476-481.

MPX. **Usina Solar Tauá**. Apresentação no EnerGen LatAm 2013. Rio de Janeiro-RJ. 28 e 29 de janeiro de 2013.

PAGAIME, L. M. T. **Dimensionar uma instalação de dessalinização de água por destilação a baixa temperatura**. Lisboa, Portugal: Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica, Universidade Técnica de Lisboa, 2011.

REN21. **Renewables 2012 global status report**. Paris, França: 2012.

SANDIA - Sandia National Laboratories, Photovoltaic Design Assistence Center. **Stand-alone photovoltaic systems - A handbook of recommended design practices**. 1991.

SOARES, GUILHERME FLEURY W.; VIEIRA, LEONARDO DOS SANTOS R.; GALDINO, MARCO ANTONIO. **Comparação de Custos entre Sistemas Fotovoltaicos Individuais e Minicentrais Fotovoltaicas para Eletrificação Rural**. Relatório Técnico Cepel DTE-745/2010. Março de 2010.

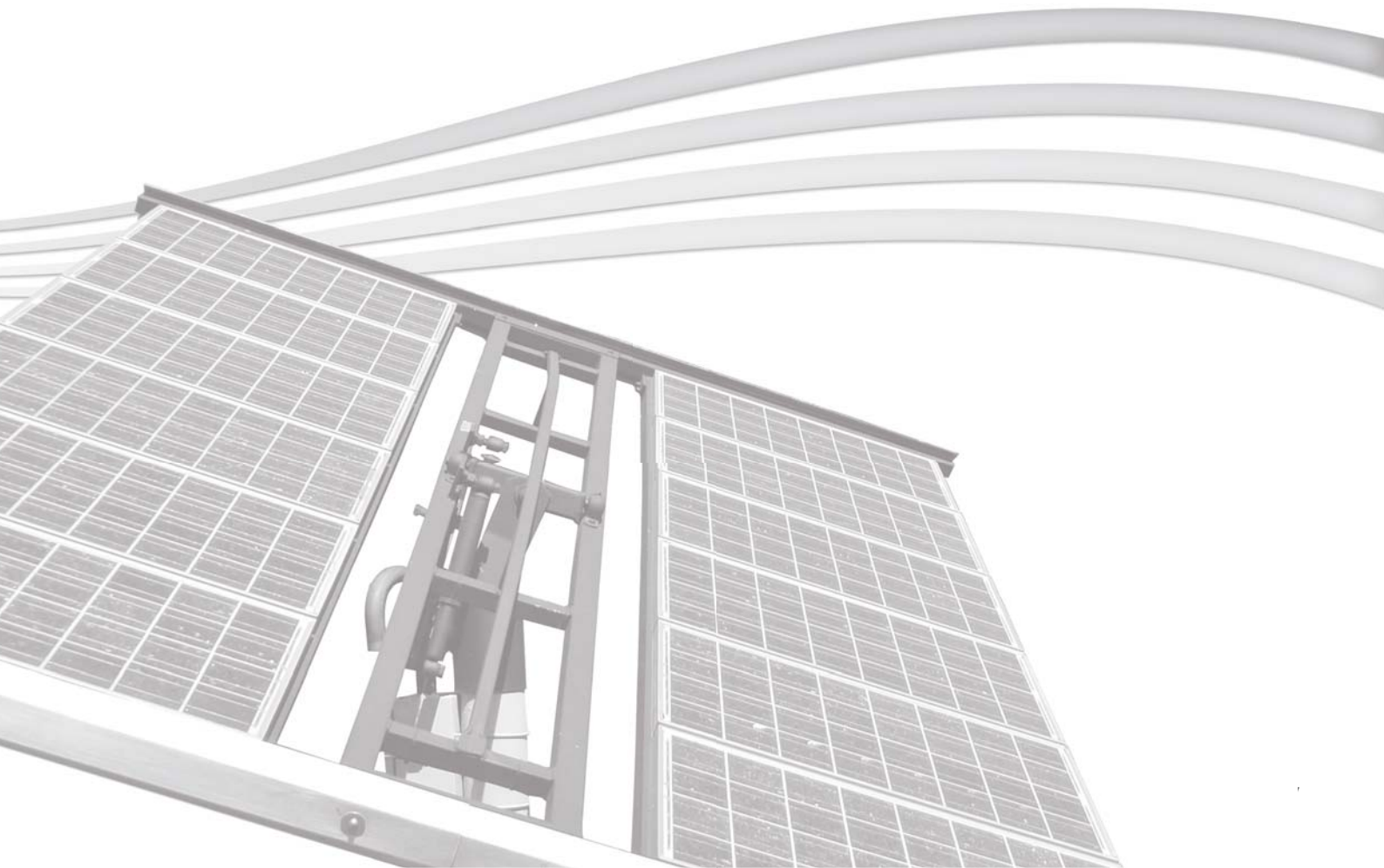
Sustentabilidade Allianz. Disponível em: <http://sustentabilidade.allianz.com.br/energia/?754/As-10-maiores-usinas-solares>. Acesso em 13 de junho de 2013.

TANASESCU, S.T.; OLARIU, N.; POPESCU, C.I. **Implementation of PV cathodic protection systems**. Proceedings of the 8th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Florence – Italy, pp. 206-210. 1988.

TIBA, C., FRAIDENRAICH, N., BARBOSA, E. M. DE S. **Instalação de sistemas fotovoltaicos para residências rurais e bombeamento de água**. Texto para curso de instalador de sistemas fotovoltaicos. Versão 2.0. Novembro de 1998.

VILELA, O. C. **Caracterização, simulação e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos de abastecimento de água**. Recife, Brasil: Tese de Doutorado, Departamento de Energia Nuclear, Universidade Federal de Pernambuco, 2001.

CAPÍTULO 6

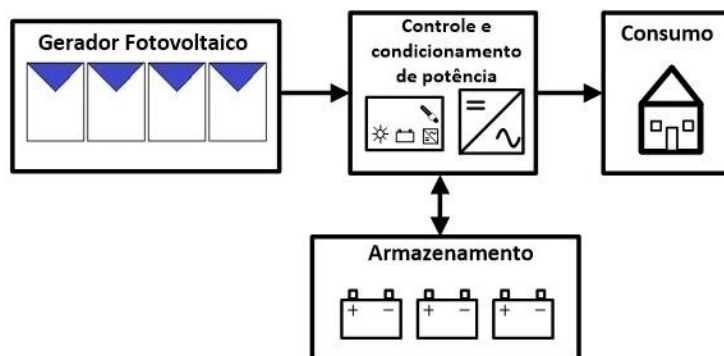
PROJETO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

CAPÍTULO 6 – PROJETO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

O projeto de um sistema fotovoltaico envolve orientação dos módulos, disponibilidade de área, estética, disponibilidade do recurso solar, demanda a ser atendida e diversos outros fatores. Através do projeto pretende-se adequar o gerador fotovoltaico às necessidades definidas pela demanda. O dimensionamento de um sistema fotovoltaico (SFV) é o ajuste entre a energia radiante recebida do sol pelos módulos fotovoltaicos e a necessidade de suprir a demanda de energia elétrica.

Antes de prosseguir descrevendo etapas de um projeto, é necessário fazer uma separação entre sistemas fotovoltaicos isolados da rede (SFI) e sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR). No primeiro caso o sistema gerador visa atender a um determinado consumo de energia elétrica, e é fundamental estimar esta demanda energética com precisão para que o sistema projetado produza a energia necessária. Já no segundo caso, o consumo de energia elétrica da instalação é menos importante, pois pode ser complementado com energia extraída da rede de distribuição. Apesar deste capítulo tratar separadamente dessas duas situações, muitos dos procedimentos apresentados para sistemas isolados (SFIs) são também requeridos em sistemas conectados à rede (SFCRs).

Ressalta-se que este Manual é direcionado principalmente para projetos de sistemas de pequeno porte – dotados de painel fotovoltaico de algumas centenas de Wp a algumas dezenas de kWp – em baixa tensão.

6.1 - Etapas Preliminares de Projeto de um Sistema Fotovoltaico

Como pode ser visto nas Figuras 6.1 e 6.2, os blocos básicos de um SFV são: geração[1], equipamentos de controle e condicionamento de potência e, no caso dos sistemas isolados, armazenamento de energia. Partindo dos dados meteorológicos e de uma boa estimativa da demanda a ser atendida, o projetista dimensiona ou especifica cada um destes blocos, além dos demais componentes necessários à operação segura e confiável de cada subsistema em particular.

(a)

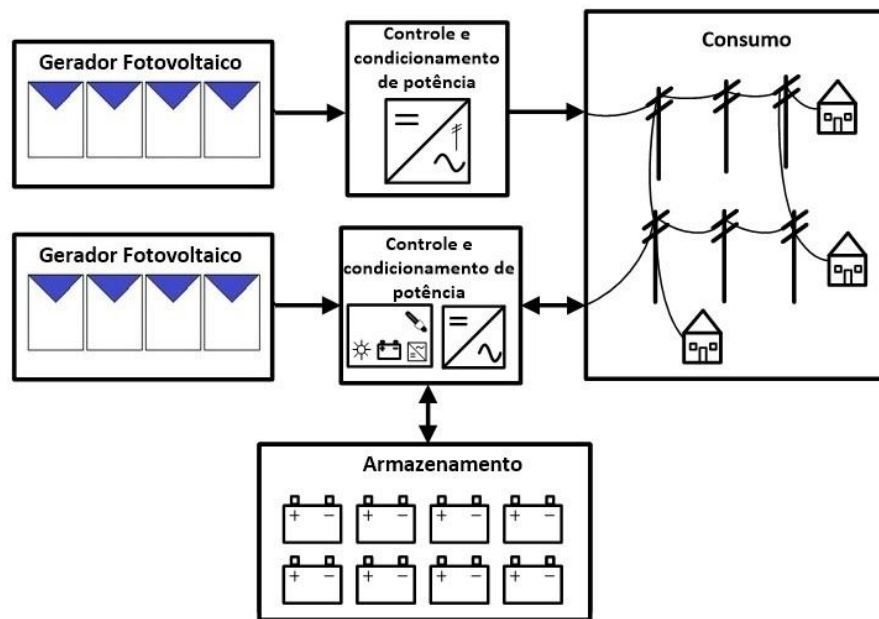
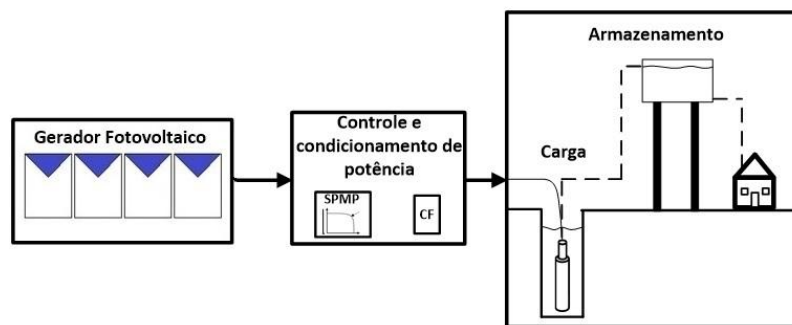
[1] Que pode ser exclusivamente fotovoltaica ou incluir outras alternativas, configurando a geração híbrida de energia.

(b)

(c)

Figura 6.1 - Diagrama de blocos de sistemas fotovoltaicos isolados: (a) - Isolado para eletrificação individual; (b) - Isolado para eletrificação com minirrede; (c) – Bombeamento de água.

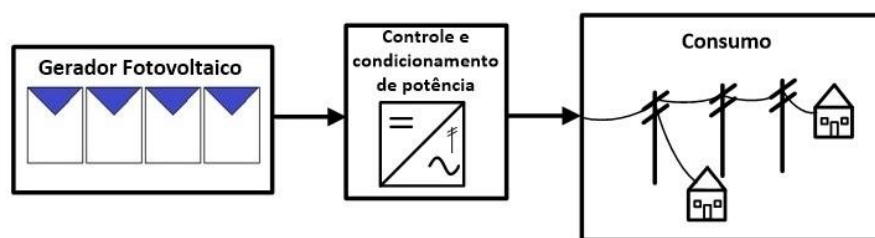



Figura 6.2 - Diagrama de blocos de sistemas fotovoltaicos: Microgeração conectada à rede.

As principais etapas do projeto de um SFV são as seguintes:

1 - Levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação;
2 - Definição da localização e configuração do sistema;
3 - Levantamento adequado de demanda e consumo de energia elétrica;
4 - Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
5 - Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência que, no caso dos SFCRs, se restringe ao inversor para interligação com a rede;

6 - Dimensionamento do sistema de armazenamento, usualmente associado aos sistemas isolados.

Vale ressaltar que neste texto é detalhado apenas o projeto de sistemas puramente fotovoltaicos, fixos (sem seguimento solar) e sem concentração da radiação solar.

6.1.1 - Avaliação do recurso solar

Nesta fase do projeto busca-se quantificar a radiação solar global incidente sobre o painel fotovoltaico. Nem sempre os dados estão disponíveis na forma em que se precisa para utilizá-los no dimensionamento do sistema. Por isso, muitas vezes é necessário utilizar métodos de tratamento de dados que permitam estimar as grandezas de interesse.

Os dados de radiação solar podem estar especificados em termos de valores instantâneos do fluxo de potência ou valores de energia por unidade de área (com diversos períodos de integração), conhecidos como irradiância e irradiação, respectivamente. A forma mais comum de apresentação dos dados de radiação é através de valores médios mensais para a energia acumulada ao longo de um dia. Também é comum determinar-se um “Ano Meteorológico Padrão ou Típico” (em língua inglesa TMY – *typical meteorologica year*) a partir de informações armazenadas ao longo de vários anos de medidas. Conforme apresentado no item 2.2, existem diversas unidades para se representar valores de radiação solar.

Um gerador fotovoltaico tem suas características elétricas dependentes basicamente da irradiância e da temperatura nos módulos. A influência da irradiância solar é muito mais significativa do que a da temperatura. A irradiância pode variar significativamente em curtos intervalos de tempo (da ordem de segundos), especialmente em dias com nuvens, mas a variação da temperatura é amortecida pela capacidade térmica dos módulos.

Nas estimativas de produção de energia elétrica, é útil ignorar os efeitos de variação da irradiância a cada instante e considerar a totalidade da energia elétrica convertida em intervalos horários. Como há uma forte linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária, este conceito pode ser estendido, gerando uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia: o número de Horas de Sol Pleno (HSP)**.** Esta grandeza reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 (1.000 W/m^2), de forma que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia. Mostra-se, a seguir, um exemplo de cálculo do número de HSP para um caso em que a irradiação é de 6 kWh/m^2.

$$HSP = \frac{6\ [\mathrm{kWh/m^2}]}{1\ [\mathrm{kW/m^2}]} = 6\ [\mathrm{h/dia}]$$

A Figura 6.3 ajuda na compreensão da grandeza Horas de Sol Pleno.

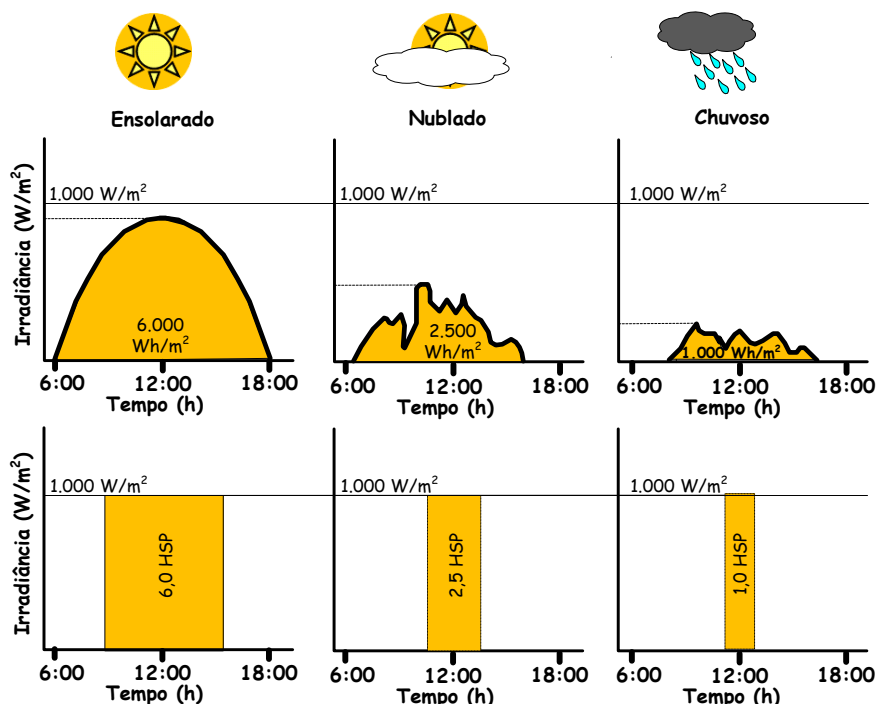



Figura 6.3 – Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP. Fonte: (PINHO et al., 2008).

Em base mensal, a irradiação incidente no plano dos módulos é convertida para seu valor médio diário em kWh/m² e, em seguida, utiliza-se o valor numérico como HSP. Esses valores podem ser obtidos a partir da conversão para o plano inclinado e posterior integração de curvas semelhantes às apresentadas na Figura 6.4, obtidas para a vila de São Tomé, Município de Maracanã, no Estado Pará. A obtenção de dados médios de irradiação no plano horizontal e sua conversão para planos inclinados são tratadas no Capítulo 2.

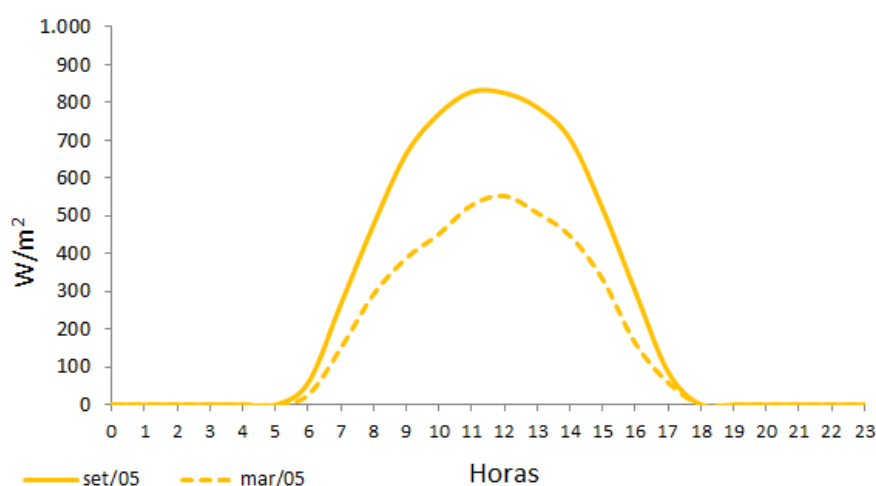



Figura 6.4 – Média mensal da irradiância global diária no plano horizontal para os períodos especificados - vila de São Tomé (Pará).

Cabe frisar, no entanto, que nada substitui a medição *in situ*, no local de implantação do projeto, e que incorreções podem advir das diferenças entre os valores estimados e os valores reais.

6.1.2 - Localização

Mesmo dentro de uma região com recurso solar uniforme, a escolha do local em que os painéis FV serão efetivamente instalados pode ser determinante de seu desempenho. A integração com elementos arquitetônicos e a presença de elementos de sombreamento ou superfícies reflexivas próximas podem afetar a eficiência de um sistema fotovoltaico. Também a capacidade de trocar calor com o meio, impacta a eficiência do painel. Em regiões isoladas é mais provável que se encontrem superfícies livres, sem sombreamento e com fácil circulação de ar. No entanto, nas instalações urbanas tipo *rooftop* (de telhado), por exemplo, o projetista tem menos liberdade no posicionamento dos painéis.

Para ter uma boa estimativa da radiação incidente no plano do painel, o projetista deve obter informações sobre os atuais e potenciais elementos de sombreamento e superfícies reflexivas próximas, inclusive o chão. A refletividade do chão ou outros elementos próximos (albedo) também pode contribuir para a radiação global incidente sobre o painel.

Por isso, alguns programas de dimensionamento permitem incorporar um modelamento 3D dos prédios e objetos vizinhos na simulação do desempenho do sistema, como indicado no item 6.6, trazendo para o dimensionamento elementos da posição efetiva dos painéis. Aspectos como inclinação e orientação azimutal do painel passam a ser bastante relevantes em instalações urbanas.

Aspectos estéticos, a resistência mecânica do telhado e do prédio e o efeito dos ventos também são elementos importantes na escolha do local de instalação do painel fotovoltaico.

6.1.3 - Escolha da configuração

A escolha da configuração para o sistema pode ser realizada baseada nas informações dos Capítulos 4 e 5, onde se apresentam detalhes sobre os componentes e as configurações mais comuns: sistemas isolados ou conectados à rede, c.a. ou c.c., com ou sem armazenamento etc. Basicamente, a escolha baseia-se nas características da carga e na disponibilidade de recursos energéticos.

6.1.4 - Levantamento da demanda e do consumo de energia elétrica

A base do dimensionamento no caso de SFIs é entender que o sistema deve gerar mais eletricidade do que o limite estabelecido para consumo. Deve-se definir um período de tempo e a produção de eletricidade neste período deve ser maior do que a demanda elétrica a ser atendida. Isto deve se repetir nos períodos subsequentes.

A maneira mais tradicional para determinar a demanda de uma unidade consumidora é somar as energias consumidas por cada equipamento. Isto é geralmente feito em uma planilha, onde estão listados os equipamentos, sua potência elétrica, o tempo diário de funcionamento e os dias de utilização por semana, para que se disponha de dados diários de energia consumida, em Wh/dia. Esta

estimativa pode ser realizada em média semanal, obtendo-se um valor médio de energia elétrica consumida por dia. A Tabela 6.1 apresenta um exemplo de cálculo para três tipos de equipamentos. Quando se trata de cargas usadas para refrigeração, como geladeiras e *freezers*, deve-se preferencialmente consultar os dados de placa do equipamento, onde geralmente consta seu consumo médio mensal[2]. A partir dele, estima-se o consumo médio diário.

Tabela 6.1 - Exemplo de cálculo de consumo diário de energia (média semanal).

Carga	**Potência (W)**		**Horas de utilização por dia**		**Dias de utilização por semana**		**Consumo diário (Wh)**	
Equipamento 1	15	x	3	x	4	÷7	=	25,71
Equipamento 2	60	x	2	x	2	÷7	=	34,29
Equipamento 3	100	x	1,5	x	7	÷7	=	150,00
Potência total	**175**	**Consumo diário total**					**=**	**210,00**

Obs. “x” nesta tabela representa o símbolo de multiplicação.

Um importante fator a ser observado é o tipo de alimentação das cargas, se em corrente contínua (c.c.) ou alternada (c.a.). A utilização de equipamentos c.c. dispensa a utilização do inversor; porém, a disponibilidade comercial deste tipo de equipamento é menor, seus custos são mais elevados, e, muitas vezes, sua qualidade é inferior à dos equipamentos equivalentes convencionais em c.a. Caso o sistema atenda cargas c.a., o consumo diário mostrado na Tabela 6.1 deve ser dividido por um fator decimal representativo da eficiência média do inversor. Caso o fabricante indique valores de 90 % de eficiência, bastante comuns, o consumo da tabela deve ser dividido por 0,9, resultando, neste caso, em 233,33 Wh. Observa-se na tabela ainda a demanda máxima de 175W, de forma que o inversor deve ser capaz de atendê-la de forma contínua. Além disso, este deve também ser capaz de suportar os picos de partida requeridos por determinadas cargas, se for o caso.

A especificação do valor de potência dos equipamentos a serem atendidos pelo sistema deve ser obtida através de dados fornecidos pelo próprio fabricante, independentemente do tipo de alimentação, pois há uma ligeira variação entre a potência de equipamentos semelhantes de fabricantes diferentes. Atenção deve ser dada para o fato de que equipamentos idênticos alimentados em c.c. e c.a. podem possuir valores de potência diferentes. Na ausência dessa informação, podem ser utilizados valores tabelados fornecidos por órgãos como o Cepel e Inmetro, por exemplo. A Tabela 6.2 apresenta dados de alguns equipamentos usuais, sendo suas potências válidas para alimentação em c.a. Ressalta-se que

---

[2] Ressalta-se que o consumo especificado pelo fabricante refere-se a determinadas condições de uso e de temperatura (tanto interna como externa). Em locais muito quentes como a Região Norte do Brasil, com temperaturas médias acima de 30°C, por exemplo, e para utilização residencial típica, o consumo dos refrigeradores e freezers pode atingir valores significativamente maiores do que o especificado.

o custo de investimento de sistemas fotovoltaicos é relativamente alto e por isso deve ser estimulado o uso de equipamentos elétricos eficientes. Mesmo que os equipamentos eficientes possam ser mais caros que os equipamentos típicos, menos eficientes, os custos evitados de geração podem compensar esse investimento.

Para calcular o consumo médio de energia (kWh) de um equipamento de acordo com o seu hábito de uso, procure a potência do aparelho no catálogo ou manual do fabricante e utilize a seguinte expressão:

$$C_m = \frac{P_e \cdot N_d \cdot D_m}{1000} \qquad (6.1)$$

onde:

C_m (kWh/mês) – consumo médio mensal;

P_e (W) – potência nominal do equipamento (dado de placa ou do manual do fabricante);

N_d (h/dia) – numero médio de horas diárias de utilização do equipamento;

D_m (dias/mês) – número médio de dias de utilização do equipamento, por mês.

Alguns equipamentos não consomem energia elétrica continuamente, como por exemplo, os compressores dos refrigeradores, que são acionados pelos termostatos. Neste caso, a fórmula apresentada acima pode não resultar em valor adequado de consumo e devem ser utilizados os consumos declarados pelo fabricante ou verificados por ensaios.

Alguns autores recomendam considerar para fins de cálculo de consumo que os compressores permanecem ligados, por exemplo, durante 50% a 60% do tempo. Todavia, tais afirmações devem ser vistas com cautela, pois o regime real de operação do compressor depende de muitas variáveis, como o tipo do refrigerador (vertical ou horizontal), a temperatura ambiente, a carga térmica colocada diariamente em seu interior e o número de vezes por dia que a porta é aberta.

Na Tabela 6.2 são apresentadas estimativas de consumo médio mensal de eletrodomésticos, sugeridas pelo PROCEL. Note que os valores devem ser recalculados se o hábito de uso e a potência do equipamento forem diferentes.

Tabela 6.2 - Valores estimados de consumo médio mensal de alguns equipamentos elétricos. Fonte: Adaptado (PROCEL)

Aparelhos Elétricos	Potência média (W)	Dias estimados de uso (dias/mês)	Utilização média (h/dia)	Consumo médio mensal (kWh/mês)
Aparelho de DVD	15	8	2 h	0,24
Aparelho de som	110	20	3 h	6,6
Aspirador de pó	717	30	20 min	7,17
Batedeira	150	8	20 min	0,4
Bomba d'água 1/2 CV	480	30	30 min	7,2
Bomba d'água 1/3 CV	410	30	30 min	6,15
Cafeteira elétrica	219	30	1 h	6,56
Computador	63	30	8 h	15,12
Espremedor de frutas	54	20	10 min	0,18
Exaustor fogão	166	30	2 h	9,96
Freezer vertical/horizontal	66	30	24 h	47,55
Frigobar	26	30	24 h	18,9
Geladeira 1 porta	35	30	24 h	25,2
Geladeira 2 portas	67	30	24 h	48,24
Impressora	15	30	1 h	0,45
Lâmpada fluorescente compacta - 11 W	11	30	5 h	1,65
Lâmpada fluorescente compacta - 15 W	15	30	5 h	2,25
Lâmpada fluorescente compacta - 23 W	23	30	5 h	3,45
Lavadora de roupas	147	12	1 h	1,76
Liquidificador	213	15	15 min	0,8
Máquina de costura	100	10	3 h	3
Modem de internet	8	30	8 h	1,92
Monitor	55	30	8 h	13,2
Monitor LCD	34	30	8 h	8,16
Multiprocessador	428	20	1 h	8,56
Nebulizador	42	16	2,5 h	1,68
Notebook	20	30	8 h	4,8
Prancha (chapinha)	33	20	30 min	0,33
Rádio elétrico pequeno	5	30	10 h	1,5
Rádio relógio	5	30	24 h	3,6
Tanquinho	70	12	1 h	0,84
Telefone sem fio	3	30	24 h	2,16
TV em cores - 14" (tubo)	42	30	5 h	6,3
TV em cores - 29" (tubo)	101	30	5 h	15,15
TV em cores - 32" (LCD)	95	30	5 h	14,25
TV em cores - 40" (LED)	83	30	5 h	12,45
TV em cores - 42" (LED)	203	30	5 h	30,45
TV portátil	47	30	5 h	7,05
Ventilador de mesa	72	30	8 h	17,28
Ventilador de teto	73	30	8 h	17,52
Videogame	24	15	4 h	1,44

Na Tabela 6.3 são apresentados exemplos de eletrodomésticos de alto consumo e/ou demanda que devem ser evitados em SFIs. As limitações de atendimento que o sistema apresenta devem ser informadas ao usuário, mostrando a este que certos equipamentos elétricos de alto consumo restringirão em muito o tempo de uso do sistema ou são inviáveis de serem utilizados por apresentarem potências mais elevadas que a permitida pelo sistema (potência do inversor fotovoltaico).

Tabela 6.3 – Exemplos de equipamentos elétricos que devem ser evitados ou proibidos em sistemas isolados de pequeno porte. Fonte: Adaptado (PROCEL)

Aparelhos Elétricos	Potência máxima (W)	Dias Estimados Uso/Mês	Média Utilização/Dia	Consumo Médio Mensal (kWh)
Chuveiro elétrico - 4500 W	4500	30	32 min	72
Chuveiro elétrico - 5500 W	5867	30	32 min	88
Ferro elétrico automático a seco	1050	12	1 h	2,4
Ferro elétrico automático a vapor	1200	12	1 h	7,2
Forno micro-ondas - 25 L	1400	30	20 min	14
Secador de cabelo	1000	30	10 min	5
Torradeira	800	30	10 min	4

Um sistema fotovoltaico isolado deve contar com armazenamento de energia elétrica para atender o consumo nas horas em que não há geração. O armazenamento serve também para equilibrar o fluxo de energia ao longo do tempo, desacoplando os picos de potência da geração e da demanda. Assim, um sistema gerador com painel de 50 Wp pode abastecer, por exemplo, uma demanda de 175 W, porque o armazenamento permite acumular a energia ao longo do tempo e entregá-la em um período menor que o da geração.

No caso dos sistemas fotovoltaicos de bombeamento d'água, esse armazenamento é realizado na forma de energia potencial gravitacional, relacionada ao volume de água bombeado até um reservatório. Para se calcular o consumo de energia elétrica desse sistema, é necessário estimar adequadamente a demanda total de água. Posteriormente, calcula-se a energia hidráulica necessária para bombear o volume estimado de água até a altura desejada, considerando-se as perdas de carga nesse processo. Em seguida, corrige-se as perdas no processo de conversão de energia elétrica em energia hidráulica. Mais detalhes sobre esse processo de cálculo são apresentados no item 6.3.

6.1.4.1 - Estimativa da curva de carga

O dimensionamento do sistema de geração em aplicações isoladas (SFIs) pode ser feito totalizando-se o consumo diário de cada equipamento para um dimensionamento simplificado, ou construindo-se, com a maior fidelidade possível, uma curva de carga (Figura 6.5) para um dimensionamento por meio de um programa de simulação, mais aprofundado. O levantamento preciso da curva de carga, identificando as possíveis sazonalidades mensais e anuais, pode implicar uma redução importante do custo do sistema e reduzir o risco de falta de energia.

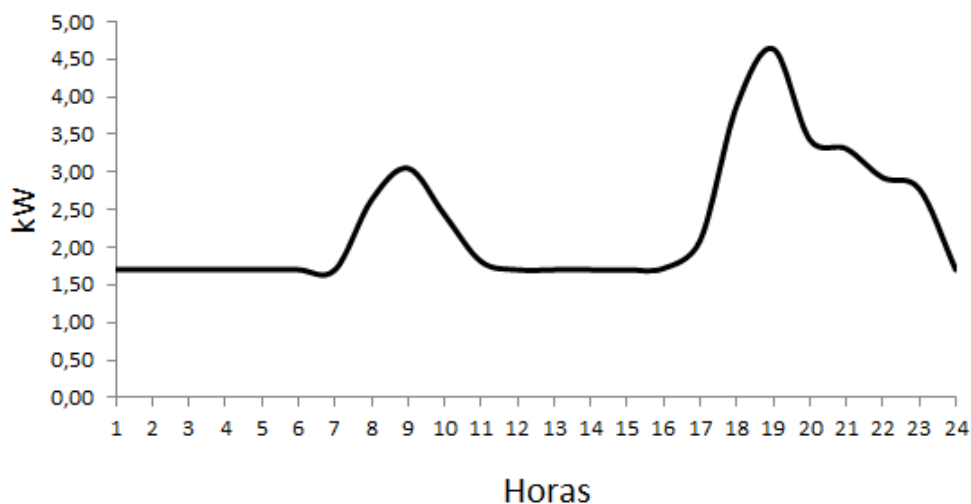



Figura 6.5 – Exemplo de uma curva de carga de uma comunidade da Amazônia. Fonte: (PINHO et al., 2008).

O levantamento da curva de carga é muito útil no desenvolvimento de projetos envolvendo minirredes isoladas e sistemas conectados à rede elétrica, onde se estabelece a fração da carga a ser atendida pelo SFV. A Figura 6.6 ilustra uma curva de carga estimada para uma localidade com os seus respectivos consumos separados por três períodos do dia. Nesse cenário foram levadas em consideração as cargas instaladas no local, agrupadas por períodos de funcionamento, além da demanda reprimida.

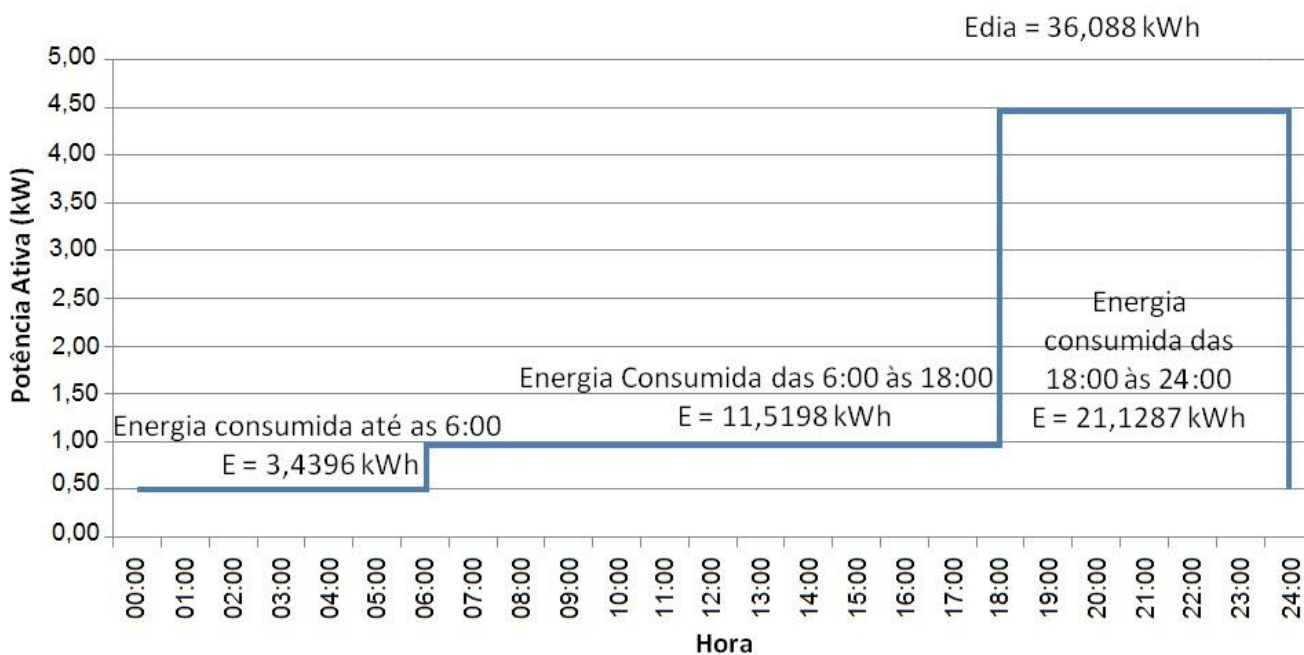



Figura 6.6 – Exemplo de curva de carga estimada para uma dada localidade.

Tensão nominal e características adicionais dos equipamentos (c.a. ou c.c., eficiências etc.) completam a especificação da carga. Quanto à potência total, no caso mais conservador, deve-se considerar que todos os equipamentos poderão ser acionados ao mesmo tempo, em especial para os sistemas individuais. No caso de sistemas tipo minirrede pode-se considerar um fator de diversidade de demanda.

Projetistas de SFCRs, por sua vez, trabalham, normalmente, com a hipótese de que a rede elétrica é uma carga capaz de consumir toda a energia gerada pelo sistema, e no momento da geração. Além disso, a avaliação da carga é feita segundo outros parâmetros, como por exemplo, a qualidade da energia requerida pelo comprador (nível de harmônicos, regulagem da tensão etc.), capacidade de corrigir o fator de potência e o nível de interferência eletromagnética que pode comprometer o funcionamento de equipamentos eletrônicos.

Muitos programas de dimensionamento e de simulação de operação de SFVs podem trabalhar com base horária, ou seja, com a carga e o recurso solar sendo especificados a cada hora, e por um período de simulação que pode variar de um dia a vários anos.

6.2 - Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Isolados pelo Método do Mês Crítico

O método do mês crítico também é chamado de intuitivo e consiste na realização do dimensionamento do SFI considerando um balanço de energia durante o período do ano no qual ocorrem as condições médias mais desfavoráveis para o sistema. Supõe-se que se o sistema funcionar adequadamente nesse mês, isso ocorrerá também nos demais meses do ano, assim sendo, o sistema produzirá mais energia nos outros meses nos quais as condições forem mais favoráveis. No caso de a carga ser fixa, constante ao longo do ano, como é o caso dos sistemas tipo SIGFI especificados de acordo com a resolução Aneel, então o dimensionamento pode ser feito simplesmente com base no mês de pior irradiação solar no ano. Este método, como outros métodos simplificados, tem a desvantagem de não otimizar energeticamente a instalação, já que não faz um seguimento contínuo dos parâmetros envolvidos.

O método utiliza valores médios mensais de irradiação solar e da carga, considerando-se somente os valores do mês mais desfavorável na relação carga/irradiação, proporcionando um excesso de energia nos meses mais favoráveis.

A metodologia apresentada abaixo é apenas uma entre dezenas de trabalhos e recomendações elaborados com procedimentos, se não idênticos, muito parecidos.

Dimensionamento da Geração (painel fotovoltaico)

Para calcular a energia ativa necessária diariamente (L) leva-se em conta o tipo de carga do sistema em corrente alternada e em corrente contínua (o Apêndice 4 apresenta uma planilha que auxilia nos cálculos), se houver, e a eficiência dos elementos que participam do processo de armazenamento e condicionamento de potência, conforme a Equação 6.2.

$$L = \left(\frac{L_{cc}}{\eta_{bat}} \right) + \left(\frac{L_{ca}}{\eta_{bat} \eta_{inv}} \right) \tag{6.2}$$

Onde:

L_{cc} (Wh/dia) - quantidade de energia consumida diariamente em corrente contínua em determinado mês,
L_{ca} (Wh/dia) - quantidade de energia consumida diariamente em corrente alternada no mesmo mês;
η_{bat} (%) - eficiência global da bateria;
η_{inv} (%) - eficiência do inversor.

Cabe salientar que o valor da eficiência do inversor depende do seu carregamento em relação a sua potência nominal. Se a curva de eficiência do inversor não for apresentada no manual ou no catálogo, deve ser solicitada ao fabricante. Como referência, cita-se que a eficiência do inversor requerida, na faixa de operação entre 50% e 100% da potência nominal, pelo Inmetro em seu Requisito de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica é de, no mínimo, 85%. Conforme o Capítulo 4, o valor da eficiência global da bateria sugerido é de 86%.

Com base na Equação 6.2, deve ser calculado o valor médio diário de energia requerido para cada um dos meses do ano, e a potência necessária para o painel fotovoltaico, por sua vez, deve ser obtida conforme mostra a Equação 6.3.

$$P_m = max_{i=1}^{12}\left(\frac{L_i}{HSP_i \times Red_1 \times Red_2}\right) \tag{6.3}$$

Onde:

P_m (Wp) - potência do painel fotovoltaico;
L_i (Wh/dia) - quantidade de energia consumida diariamente no mês i (obtida pela Equação 6.2);
HSP_i (h/dia) - horas de sol pleno no plano do painel fotovoltaico no mês i;
Red_1 (%) - fator de redução (*derating*) da potência dos módulos fotovoltaicos, em relação ao seu valor nominal, englobando os efeitos de: i) um eventual acúmulo de sujeira na superfície ao longo do tempo de uso; ii) degradação física permanente ao longo do tempo; iii) tolerância de fabricação para menos, em relação ao valor nominal; iv) perdas devido à temperatura. A este fator Red_1 atribuí-se por *default* o valor de 0,75, para módulos fotovoltaicos de c-Si;
Red_2 (%) - fator de *derating* da potência devido a perdas no sistema, incluindo fiação, controlador, diodos etc. A este valor recomenda-se como *default* o valor de 0,9.

No caso geral, o mês crítico, que corresponde à potência P_m, é definido pela Equação 6.3 por uma combinação entre o consumo mensal (L_i) e a irradiação mensal (HSP_i). Porém, no caso de uma carga L fixa, como, por exemplo, num sistema tipo SIGFI, então considera-se na Equação 6.3 apenas este valor fixo L, de forma que a potência do painel P_m será correspondente ao mês de pior irradiação, que passa automaticamente a ser o mês crítico.

Dimensionamento considerando controlador de carga convencional

Com a utilização de um controlador de carga convencional (sem SPPM), a determinação do número de módulos em série (Equação 6.4), deve considerar, além da tensão do sistema (V_{sist}), a tensão de máxima potência dos mesmos quando estiverem operando na temperatura mais elevada prevista para o módulo em uma dada localidade (V_{mpTmax}).

$$N^o\ módulos_série = \frac{1{,}2 \cdot V_{sist}}{V_{mpTmax}} \tag{6.4}$$

O coeficiente 1,2 na Equação 6.4 considera que um módulo fotovoltaico tem que carregar uma bateria até uma tensão 20% acima da nominal (por exemplo, uma bateria de 12V de Pb-ácido tem uma tensão de carregamento em torno de 14,4 V e de equalização de 14,7 V) e considera, ainda, alguma perda ôhmica. Considerando-se que um módulo de 36 células em climas quentes perde entre 2 e 3 V devido ao aumento da temperatura, é necessário dispor de um módulo que forneça uma tensão nominal de potência máxima, nas condições padrão de teste, de aproximadamente 17 V.

Ressalta-se que o valor obtido para o número de módulos em série deve ser arredondado para maior, respeitando a tensão máxima de entrada do controlador de carga. Caso este arredondamento seja superior a 0,5 (parte decimal de $N^o módulos_série$ inferior a 0,5), recomenda-se que seja selecionado outro módulo para compor o gerador FV, evitando sobredimensionamento.

Ressalta-se, ainda, que utilizando-se controladores convencionais, é recomendado que o módulo a ser escolhido tenha o número de células adequado à tensão de operação do sistema (V_{sist}). Por exemplo, para um sistema de 12 V, utiliza-se um módulo de 36 células (que são fabricados especificamente para o uso neste tipo de SFI), para um sistema de 24 V, utilizam-se dois módulos em série de 36 células ou um módulo de 72 células, e assim sucessivamente.

A partir da potência P_m calculada, obtém-se, a seguir, por meio da Equação 6.5, a corrente que deve ser gerada pelo painel fotovoltaico.

$$I_m = \frac{P_m}{V_{sist}} \tag{6.5}$$

Onde:
I_m (A_{cc}) – corrente do painel fotovoltaico;
P_m (W_p) - potência do painel fotovoltaico (calculada pela Equação 6.3);
V_{sist} (V_{cc}) - tensão nominal do sistema (é igual à tensão nominal do banco de baterias), que é igual ao numero de baterias conectadas em série vezes a tensão nominal da bateria V_b. Para SFIs no Brasil são adotados bancos com tensões nominais de 12 V, 24 V e 48 V, seja utilizando elementos de 2 V ou monoblocos de 12 V.

O valor obtido I_m para a corrente pela Equação 6.5 é o valor mínimo da corrente no ponto de máxima potência – I_{mp} que o gerador fotovoltaico deve fornecer. Pode-se então calcular o número de módulos a serem conectados em paralelo pela Equação 6.6:

$$N^o\, módulos_paralelo = \frac{I_m}{I_{mp}} \qquad (6.6)$$

Na Equação 6.6 I_{mp} representa a corrente de cada módulo no ponto de máxima potência, nas condições-padrão de ensaio. O resultado obtido para o número de módulos em paralelo deve ser arredondado para maior. Caso este arredondamento seja superior a 0,5 (parte decimal de *N°módulos_paralelo* inferior a 0,5), recomenda-se que seja selecionado outro módulo para compor o gerador FV. Desta forma, aproxima-se o valor calculado do valor arredondado, evitando-se o sobredimensionamento excessivo da capacidade de geração. De qualquer forma, geralmente a escolha do módulo é muito mais condicionada por outros fatores, como a qualidade e o custo do que propriamente por considerações deste tipo.

Dimensionamento considerando controlador de carga SPPM

Atualmente os preços dos módulos de 60 ou mais células, normalmente utilizados em sistemas conectados a rede, estão mais atrativos que os dos módulos de 36 células voltados para sistemas isolados. Dessa forma pode ser interessante a utilização daqueles módulos combinados com controlador de carga com seguimento do ponto de potência máxima (SPPM). Neste caso, o número de módulos em série deve ser tal que a tensão de saída do painel fotovoltaico esteja dentro da faixa ótima de operação do controlador recomendada pelo fabricante.

$$\frac{V_{SPPMmin}}{V_{mpTmax}} < N^o\ módulos\ série < \frac{V_{SPPMmax}}{V_{mpTmin}} \qquad (6.7)$$

onde $V_{SPPMmax}$ é a máxima tensão de operação e $V_{SPPMmin}$ é a mínima tensão de operação do SPPM do controlador; V_{pmTmax} e V_{pmTmin} são as tensões de máxima potência do módulo fotovoltaico nas suas máxima e mínima temperaturas de operação, respectivamente.

Para o cálculo do número de fileiras em paralelo, deve-se considerar a potência total do gerador (P_m) e a potência de cada fileira, conforme a Equação 6.8:

$$N^o\ módulos_paralelo = \frac{P_m}{N^o\ módulos_série \cdot P_{mod}} \qquad (6.8)$$

onde P_{mod} é potência (W_p) nominal do módulo adotado.

Para confirmação da adequação do painel fotovoltaico com o controlador, recomenda-se verificar se a corrente do painel (I_m), calculada usando a Equação 6.9, está de acordo com as especificações do fabricante do controlador para operação do SPPM.

$$I_m = N^o\ módulos\ paralelo\ .\ I_{mp} \qquad (6.9)$$

onde I_{mp} representa a corrente do módulo no ponto de máxima potência, nas condições-padrão de ensaio.

Ressalta-se que os módulos do tipo silício cristalino são os mais utilizados atualmente devido à boa relação custo-benefício, ao longo tempo de mercado e à grande quantidade de oferta. Caso sejam usados módulos de filmes finos, deve ser estudado o valor de *derating* (R_{ed1}) adequado a ser adotado, pois suas características em relação a coeficientes de temperatura, degradação, etc. diferem daquelas dos módulos de silício cristalino. Maiores detalhes sobre características de módulos fotovoltaicos podem ser consultados nos Capítulos 3 e 4.

Dimensionamento do Banco de Baterias

De posse da energia corrigida solicitada pelas cargas a cada mês, resultante da Equação 6.2, escolhe-se o valor máximo (L_m) para o cálculo da capacidade do sistema de acumulação segundo as Equações 6.10 a 6.12.

$$L_m = max_{i=1}^{12}(L_i) \qquad (6.10)$$

$$CB_{C20}(Wh) = \frac{L_m . N}{P_d} \qquad (6.11)$$

$$CBI_{C20}(Ah) = \frac{CB_{C20}}{V_{sist}} \qquad (6.12)$$

onde CB_{C20} é a capacidade do banco de baterias em Wh para o regime de descarga em 20 horas (C20) e CBI_{C20} é a respectiva capacidade em Ah; N o número de dias de autonomia (o qual varia em função da região onde se instala o sistema), tipicamente entre 2 e 4, e não deve ser menor que 2; P_d a máxima profundidade de descarga da bateria, considerando o período de autonomia. Os valores típicos de profundidade de descarga utilizados para baterias de ciclo raso são entre 20 e 40 % e, para as de ciclo profundo, de 50 a 80 %. Para maiores detalhes consultar o capítulo 4. A eficiência global da bateria já foi considerada no cálculo de L_m.

Na medida em que há maior disponibilidade de radiação solar em um dado local, estabelece-se um número menor de dias para o valor da autonomia, N. Já em regiões com longos períodos de chuva, o valor de N é maior. O número de dias de autonomia necessários para sistemas não críticos[3] pode ser calculado a partir da Equação 6.13. Com base nessa formulação empírica, para um dado local, conhecendo-se o número horas de sol pleno para o pior mês de radiação solar (HSP_{min}), é possível estimar a autonomia do sistema de acumulação, N. Salienta-se que a Equação 6.13 deve ser utilizada como alternativa para se estimar os dias de autonomia somente quando este parâmetro não tenha ainda sido determinado experimentalmente para a localidade em questão.

$$N = -0{,}48 \times HSP_{\min} + 4{,}58 \qquad (6.13)$$

---

[3] Sistemas não críticos são sistemas cujo desempenho proporciona uma probabilidade maior de falha; são empregados para o suprimento de cargas que necessitam ser atendidas por pelo menos 95 % do tempo, ao passo que as cargas denominadas de críticas necessitam ser atendidas por pelo menos 99 % do tempo.

Alguns autores do exterior recomendam 2 a 3 dias de autonomia para cargas comuns e 5 a 7 dias para cargas consideradas críticas. Conforme já mencionado, no Brasil, normalmente se considera autonomia de 2 a 4 dias.

No que se refere à máxima profundidade de descarga, ressalta-se que esta depende também da radiação solar da região, do tipo de bateria, do modo como a descarga é realizada etc. Para todas as baterias, é comum a característica de que, quanto maior a profundidade de descarga menor sua vida útil.

Por vezes o catálogo do fabricante de bateria não apresenta a capacidade C20 e sim em regime C10 ou C100. Neste caso pode-se utilizar as seguintes expressões para conversão, já apresentadas no Capítulo 4.

$$CB_{C20}(Wh) = 1{,}1 \, . \, CB_{C10} \quad (6.14)$$

$$CB_{C20}(Wh) = 0{,}9 \, . \, CB_{C100} \quad (6.15)$$

Após o cálculo da capacidade do sistema de acumulação, a determinação do número de baterias em paralelo realiza-se pela Equação 6.16.

$$N^{o} baterias \;\; paralelo = \frac{CBI}{CBI_{bat}} \quad (6.16)$$

onde CBI_{bat} representa a capacidade da bateria selecionada, em Ah, no mesmo regime de descarga do valor calculado para *CBI*.

O mesmo critério utilizado para arredondar para maior o número de módulos em paralelo e em série pode ser utilizado para a quantidade de baterias. É importante observar que deve ser utilizado o menor número possível de baterias em paralelo, sendo que os fabricantes recomendam um máximo entre 4 e 6, de forma que deve-se adotar modelos de maior capacidade se este número for superado. Conforme o Capítulo 4, no caso de baterias convencionais em monoblocos de 12V, as capacidades comercialmente disponíveis no Brasil atingem 220Ah (@C/20), enquanto que outros tipos (OPzS etc.) tem uma faixa de disponibilidade bem maior.

Já a combinação em série de baterias depende da tensão nominal do sistema (normalmente, no Brasil, 12V, 24V ou 48V) e pode ser obtida pela Equação 6.17.

$$N^{o} baterias \;\; série = \frac{V_{sist}}{V_{bat}} \quad (6.17)$$

onde V_{bat} é a tensão nominal da bateria selecionada, em Volts.

Assim, caso se adote monoblocos de 12V, o número de baterias em série é de 1, 2 e 4, para sistemas com tensão nominal de 12V, 12V e 48V, respectivamente. Por outro lado, caso sejam adotados os elementos de 2V, então os números de elementos em série são de 6, 12 e 24.

Ressalta-se que o tipo de bateria mais utilizado devido à relação custo-benefício é a bateria Chumbo-ácido. Não são recomendadas baterias automotivas para uso em sistemas fotovoltaicos. Maiores detalhes sobre características de baterias podem ser consultadas no Capítulo 4.

Dimensionamento do Controlador de Carga

O dimensionamento do controlador de carga deve levar em conta os limites máximos do controlador, seja ele convencional ou SPPM, com relação à tensão c.c. do sistema e aos níveis de corrente elétrica, tanto na entrada do painel fotovoltaico quanto na saída para as baterias, além do tipo de bateria.

Para o dimensionamento da corrente máxima do controlador (I_c) é considerada a corrente de curto circuito do painel fotovoltaico acrescida de um fator mínimo de segurança de 25%, assumindo que o painel pode receber uma irradiância de até 1.250 W/m^2 (ainda que por curtos períodos). A corrente de curto circuito do painel é a corrente de curto circuito do módulo (I_{sc}) vezes o número de módulos em paralelo.

$$I_c = 1{,}25 \cdot N^o\ módulos_paralelo\ \cdot\ I_{sc} \qquad (6.18)$$

Há modelos de controladores que permitem a operação em paralelo. Isso pode ser necessário se a corrente I_c for elevada para apenas um controlador. A Equação 6.19 permite obter o número necessário de controladores em paralelo, considerando a corrente máxima do controlador I_{ctl}.

$$N^o\ controladores_paralelo = \frac{I_c}{I_{ctl}} \qquad (6.19)$$

A máxima tensão de operação do controlador de carga (Vc_{max}) deve sempre ser maior do que a tensão máxima de saída do painel fotovoltaico. .

$$N^o\ módulos\ série\ .V_{ocTmin} <\ Vc_{max} \qquad (6.20)$$

onde V_{ocTmin} é a tensão de circuito aberto do módulo, na menor temperatura de operação prevista.

Dimensionamento do Inversor

Para estabelecer a demanda máxima de potência para dimensionamento do inversor, é preciso definir ou estimar o período do dia em que os equipamentos estarão funcionando para o levantamento da curva de carga. A potência do inversor deve ser igual ou superior a potência máxima da curva de carga. No exemplo das Figuras 6.5 e 6.6, a potência do inversor deve ser no mínimo de 4.5 kW. De forma mais conservadora, a potência do inversor pode ser especificada igual ou superior à potência

instalada, que é o somatório da potência de todas as cargas do usuário, se houver grande probabilidade de que estas possam operar simultaneamente.

Recomenda-se a escolha de inversores que apresentem alta eficiência em toda a sua faixa de operação, de modo a minimizar as perdas do sistema, principalmente quando se prevê que a operação das cargas, na maior parte do tempo, corresponderá a uma pequena fração da potência nominal do inversor, faixa na qual, este, em geral, este apresenta menor eficiência.

Para cargas que demandam potência de pico, como motores elétricos durante a partida, é preciso também ter conhecimento dessa potência, juntamente com a respectiva duração, para definir a capacidade de surto necessária no inversor. Deve-se ainda observar considerações relacionadas à temperatura de operação. Mais detalhes são disponíveis no Capítulo 4.

O inversor deve apresentar a tensão de entrada igual à tensão c.c. do sistema (tensão do banco de baterias) e tensão c.a. de saída conforme a necessidade, normalmente 127 ou 220 V, 60 Hz. Em geral, inversores até 5 kW são monofásicos. Alguns modelos permitem a operação em paralelo de mais de uma unidade, além de poder ser integrados para criar circuitos bifásicos ou trifásicos. É recomendável a utilização de inversores de forma de onda senoidal, principalmente no caso de cargas eletrônicas que são sensíveis a ondas com distorção harmônica. Para atendimento da RN Aneel 493/2012 é exigida a saída senoidal pura (ver item 6.2.1).

Outra condição que dever ser verificada é a compatibilidade entre inversor e controlador, pois alguns modelos não aceitam trabalhar com fabricantes distintos.

O Apêndice 4 apresenta sugestões de especificações para os principais componentes: módulo FV, inversor, controlador e baterias em sistemas fotovoltaicos.

6.2.1 – Projeto de Sistemas Isolados para Geração de Energia Elétrica Segundo a RN 493/2012

Como explicado anteriormente, no projeto de SFIs é necessário identificar os equipamentos de consumo e o respectivo regime de utilização, montando-se, a partir destas informações, a curva de carga prevista. Além disso, precisa-se dimensionar o sistema armazenamento de energia elétrica. As configurações podem abranger o atendimento das cargas em c.c e/ou c.a. O dimensionamento de um SFI deve levar em conta robustez e facilidade de instalação e manutenção, visto que, na maioria dos casos, eles são utilizados em locais remotos e inóspitos. Duas situações especiais são os SIGFIs e os MIGDIs, regulamentados pela Resolução Normativa ANEEL Nº 493/2012.

6.2.1.1 – SIGFI

A concessionária de energia elétrica pode utilizar, no atendimento de unidades consumidoras, um sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente (SIGFI). As categorias de SIGFIs, definidas na Tabela 6.4, possuem especificações que incluem:

- disponibilidade média mensal garantida (kWh/mês), que se reflete num consumo diário de referência (Wh/dia);
- autonomia mínima (horas);
- potência mínima disponibilizada (W);
- atendimento em corrente alternada senoidal[4], embora acessórios em c.c. possam ser incluídos no projeto com a concordância do usuário;
- limites de interrupção (indicador DIC) por unidade consumidora: 216 horas mensais e 648 horas anuais.

Tabela 6.4 – Disponibilidades mensais de energia por unidade consumidora. Fonte: (RN ANEEL Nº 493/2012).

Disponibilidade Mensal Garantida (kWh/mês)	Consumo de Referência (Wh/dia)	Autonomia Mínima (horas)	Potência Mínima (Watts)
13	435	48	250
20	670	48	250
30	1.000	48	500
45	1.500	48	700
60	2.000	48	1.000
80	2.650	48	1.250

No caso de atendimento pela concessionária de energia, há necessidade do enquadramento da *disponibilidade mensal garantida*[5] da unidade consumidora. O valor do consumo de referência diário (L_{crd}) deve ser igual ou maior que a maior carga diária calculada na Equação 6.10 ou conforme critério da concessionária.

$$L_{crd} \geq L_m \tag{6.21}$$

De posse dessas informações pode se utilizar a mesma metodologia descrita no item 6.2 ou uma ferramenta computacional de dimensionamento, tais como as apresentadas no final deste capítulo, para o dimensionamento do SIGFI.

[4] Deve-se observar as disposições do PRODIST relativas à contratação da tensão, à classificação da tensão de atendimento e à instrumentação e metodologia de medição da tensão em regime permanente.

[5] Conforme a RN Aneel 493/2012, a distribuidora de energia deve atender o consumidor, sem ônus para este, com um sistema isolado de até 80 kWh/UC de disponibilidade mensal. Inclusive no caso do consumidor ter sido atendido com um sistema menor e requerer um aumento de carga para a disponibilidade anteriormente citada.

6.2.1.2 – MIGDI

O dimensionamento de um microssistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica - MIGDI segue a mesma lógica do dimensionamento do SIGFI. As demandas das unidades consumidoras são somadas e o dimensionamento do sistema é feito para a carga total. As perdas na rede de distribuição devem ser computadas, se for o caso. Tipicamente, este tipo de atendimento destina-se a uma aldeia ou vilarejo contemplando algumas dezenas de residências num raio máximo de cerca de 1 km.

A resolução ANEEL Nº 493/2012 abre a possibilidade de que o atendimento seja feito por até dois intervalos diários, cuja soma seja inferior a 24 horas. As unidades consumidoras atendidas por um MIGDI devem também ser enquadradas em uma das categorias de disponibilidade mensal garantida definidas na Tabela 6.4.

No caso de MIGDI, torna-se necessário elaborar um projeto específico para a edificação onde ficarão os componentes eletrônicos, proteções e banco de baterias, assim como para a estrutura de suporte do arranjo fotovoltaico. Deve ser decidido ainda se o arranjo fotovoltaico será colocado sobre telhado ou sobre estrutura sobre o solo.

Diferentemente do SIGFI, há necessidade no MIGDI, quando instalado pela concessionária de energia, de um Sistema de Coleta de Dados Operacionais – SCD, conforme definido na Resolução Normativa ANEEL n° 427/2011. O SCD é constituído por um conjunto de equipamentos responsáveis pela medição, registro, armazenamento e disponibilização dos dados de operação das usinas referentes às grandezas elétricas. No caso de sistemas híbridos com geração a óleo, com potência nominal acima de 1 MW, há também a exigência de medição do consumo de combustível. Os dados desse monitoramento são utilizados pelo agente gerador para solicitar ressarcimento de parte dos seus custos totais de geração no Sistema Isolado, conforme Lei 12.111/2009.

No caso do MIGDI, deverá ser verificada ainda a necessidade de licenças ambientais locais para a instalação, se for o caso, e a disponibilidade do terreno para o microssistema de geração.

6.3 - Projeto de Sistemas Fotovoltaicos para Bombeamento de Água

Sistemas fotovoltaicos para bombeamento (SBFV) devem ser considerados com especial atenção, devido ao seu amplo potencial de aplicação no Brasil. As ferramentas de dimensionamento permitem a inclusão de uma bomba d’água como uma carga adicional (c.a. ou c.c.) de um sistema com armazenamento de energia elétrica. No entanto, o foco da abordagem realizada neste manual está voltado para sistemas com acoplamento direto, quando o painel fotovoltaico alimenta diretamente o conjunto motobomba, como mostrado na Figura 6.7. As características únicas desta aplicação justificam o desenvolvimento de procedimentos diferenciados para o seu dimensionamento. Um

sistema de bombeamento fotovoltaico convencional é constituído de gerador fotovoltaico, equipamento de controle e condicionamento de potência (sistema que, além de regular o acionamento da bomba de acordo com o nível de água, pode conter um seguidor de ponto de máxima potência, que mantém os módulos operando sempre em seu ponto ótimo), grupo motobomba, reservatório de água e pontos de consumo (bebedouros, chafariz), conforme ilustra a Figura 6.7.

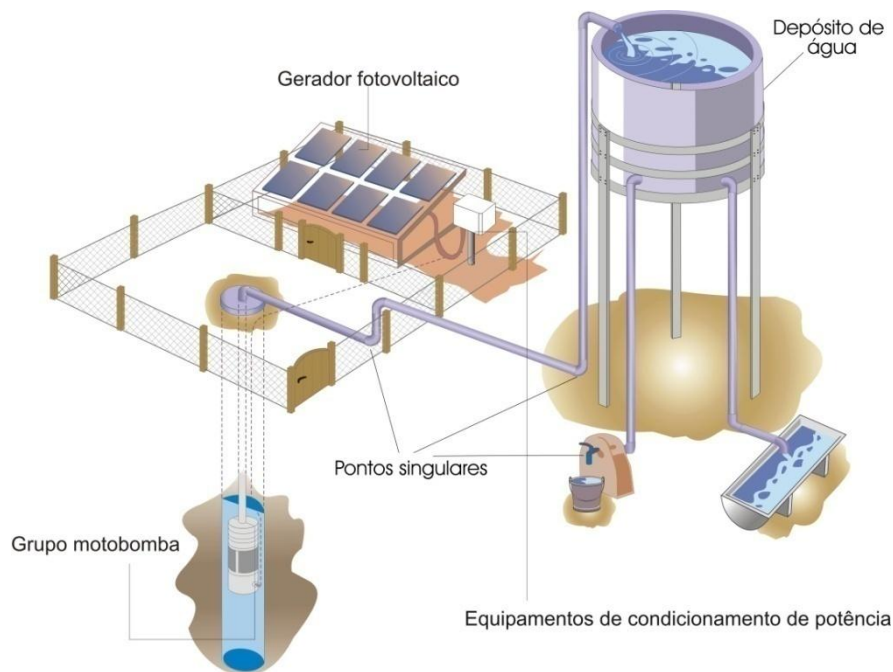



Figura 6.7 – Configuração básica de um sistema fotovoltaico de abastecimento de água.

Diferentemente dos sistemas domiciliares de geração isolada, em sistemas de acoplamento direto não são utilizadas baterias para o armazenamento de energia elétrica nos horários de maior radiação solar para sua posterior utilização. Como regra geral, nos períodos de maior radiação a água é bombeada e armazenada em reservatórios.

A melhor maneira de se dimensionar sistemas deste tipo é seguindo os procedimentos indicados pelos fabricantes das motobombas. Estes procedimentos baseiam-se em avaliação do desempenho sob diversas condições de operação. O projetista deve obter informações sobre altura manométrica e vazão do poço, quando for o caso, além do recurso solar. De posse desses dados, ele identifica o sistema mais adequado, dentro da linha de produtos do fabricante, e verifica a potência necessária para o painel fotovoltaico, com base no ábaco e outras informações disponíveis para o produto. Contudo, os cálculos teóricos como aqueles apresentados nas seções seguintes são importantes para comprovar que a informação fornecida pelo fabricante é pertinente.

6.3.1 - Estimativa de Consumo de Água

A primeira etapa em um projeto de SBFV é a estimativa do consumo diário de água, sendo equivalente ao consumo de energia elétrica em um projeto para eletrificação. Essa etapa é imprescindível para o correto dimensionamento do sistema de geração, especificação da bomba, reservatórios e tubulações.

O bombeamento pode ser utilizado para diversos fins, como o fornecimento de água para consumo humano e animal, ou irrigação para cultivos. Cada finalidade, assim como as características de uso próprias de cada local, apresenta necessidades variadas. Quando não se dispõe de um valor exato de consumo de água, uma alternativa que fornece bons resultados é a utilização de informações de consumo por atividade, como mostrado na Tabela 6.5. Vale ressaltar que a necessidade de água para cultivo pode variar bem mais que as necessidades humana e animal, em função do clima, tipo de solo, períodos de safra etc. Sugere-se maior cuidado na utilização dos dados para cultivo disponíveis em tabelas, recomendando-se um estudo criterioso anterior à etapa de projeto.

Tabela 6.5 – Estimativa de consumo médio de água por uso final. Fontes: CE DGXII (1996); FAO (1977)

Consumo humano[6]	**litros/(pessoa.dia)**
Sobrevivência	5
Pequenas propriedades rurais	40 - 70
Grandes centros urbanos	100 - 400
Consumo animal[7]	**litros/(cabeça.dia)**
Gado (leite)	70
Gado (corte)	40
Ovinos/caprinos	5
Suínos	15
Equinos	40
Frango (corte)	0,15
Cultivo[8]	**litros/(ha.dia)**
Horta para subsistência	25.000
Banana	46.500
Milho	50.000
Feijão	48.000
Amendoim	47.000
Cebola	45.000
Ervilha verde	68.500
Abacaxi	23.000

---

[6] Adaptado de: Comissión Europea DG XII, “Manual de Energización Rural Mediante Energia Fotovoltaica”, 1996. Os valores apresentados para consumo humano em pequenas propriedades rurais assumem que existe uma rede de distribuição de água até as residências. No caso do sistema se limitar a disponibilizar um chafariz comunitário, onde os moradores vão buscar sua água, o consumo é menor, de 15 a 20 litros/(pessoa.dia).

7 Adaptado de: Comissión Europea DG XII, “Manual de Energización Rural Mediante Energia Fotovoltaica”, 1996.

8 Adaptado de: Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación – FAO, “Las Necessidades de Água de los Cultivos - Caderno Técnico No. 24”, 1977.

Supondo a necessidade de um sistema para suprir o consumo de uma pequena comunidade residente em zona rural (composta por 50 pessoas) além de uma criação de suínos (100 animais), a demanda diária total (Q) seria, então, de:

$$Q = (50 \times 70\,L/dia) + (100 \times 15\,L/dia)$$

$$Q = 5.000\ L/dia.$$

Sabendo-se que 1.000 L de água correspondem a 1 m^3, a vazão calculada acima pode também ser expressa como 5 m^3/dia.

A capacidade de armazenamento do sistema, ou o tamanho do reservatório, deve ser proporcional ao número de dias de autonomia solicitado pelo usuário, de forma análoga aos sistemas para eletrificação.

Seguindo o exemplo anterior e considerando-se dois dias de autonomia, a capacidade mínima do reservatório seria de 10.000 L. Vale ressaltar que no mercado os reservatórios disponíveis encontram-se normalmente em faixas de capacidade de 250, 500, 1.000, 2.000, 5.000, 10.000 L etc.

6.3.2 - Dimensionamento do Sistema de Geração

Para uma melhor compreensão das etapas de dimensionamento descritas a seguir, a Figura 6.8 apresenta um esquema típico de um SBFV para um poço, sendo em seguida definidos os conceitos relacionados aos parâmetros de interesse.

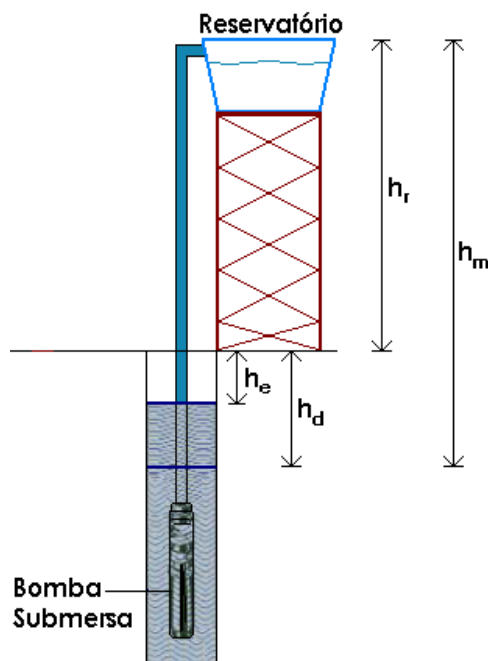



Figura 6.8 - Níveis de interesse em um SBFV.

(1) Altura estática (h_e): distância entre o nível do solo e o nível da água em repouso (nível estático);

(2) Altura dinâmica (h_d): distância entre o nível do solo e nível da água durante o bombeamento (nível dinâmico), resultante do rebaixamento do nível de água no poço; o nível dinâmico é proporcional à vazão bombeada, dependendo de fatores como a permeablidade do solo e diâmetro do poço, e geralmente é medido em testes de vazão na ocasião da perfuração do poço;

(3) Altura do reservatório (h_r): distância entre o nível do solo e o ponto mais alto do reservatório;

(4) Altura manométrica (h_m): soma da altura do reservatório e da altura dinâmica.

A etapa seguinte é a definição da altura manométrica corrigida (h_{mc}), dada em metros (Equação 6.22), que corresponde à altura manométrica somada às perdas de carga nas tubulações (h_t) e conexões (h_c), ambas dadas em metros. Tais perdas variam em função da vazão média requerida, do material de fabricação e dos diâmetros das tubulações e são normalmente fornecidos pelos fabricantes dos tubos e conexões. Valores típicos podem ser encontrados nas Tabelas 6.6 e 6.7.

$$h_{mc} = h_m + h_t + h_c \quad (6.22)$$

Tabela 6.6 - Perda de carga em tubulações de PVC. Fonte: Adaptado de (Creder, 2006).

Perdas de Carga (perda equivalente em metros de altura manométrica para cada 100 m de tubulação)							
Vazão (L/h)	**Diâmetro interno da tubulação (mm)**						
	19	**26**	**32**	**38**	**50**	**63**	**75**
500	1,15						
1.000	4,65	1,15	0,23				
2.000	22,40	5,30	1,43	0,55			
3.000		9,90	2,50	1,00	0,50	0,18	
4.000		16,25	4,55	2,00	0,83	0,38	0,14
5.000			6,45	2,60	1,15	0,48	0,17
6.000			9,25	4,30	1,55	0,58	0,20
7.000			12,85	5,45	2,00	0,68	0,25
8.000			16,60	7,50	2,50	0,90	0,30
9.000				9,45	3,05	1,13	0,40
10.000				12,50	4,25	1,40	0,58
12.000				15,45	5,45	1,90	0,75
15.000				23,50	8,10	3,00	1,18

Tabela 6.7 - Perdas de carga em conexões de PVC. Fonte: Adaptado de (Creder, 2006).

Perdas de Carga (m) por tipo de conexão – Equivalência em metros lineares de tubulação de mesmo diâmetro interno			
Conexão	**Diâmetro interno da tubulação (mm)**		
	32	**50**	**63**
Joelho 45º	0,274	0,457	0,610
Joelho 90º	0,457	0,762	1,067
T	0,762	1,067	1,524
Válvula Globo	7,620	13,716	16,764
Válvula Gaveta	0,183	0,305	0,396
Válvula de Retenção	0,914	1,524	2,134

Sempre que possível, é indicado que se disponha do teste de capacidade do poço, que fornece o valor de sua capacidade máxima disponível (Q_{Max}). Esse valor é utilizado para se determinar a altura total equivalente (H_{TE}), dada em metros, que pode substituir a altura manométrica corrigida, nos cálculos de projeto. Esse procedimento é tomado para que seja respeitado o limite máximo de extração de água do poço, em função de seu regime de reposição. Dessa forma, evita-se uma situação não indicada para bombas submersas, na qual o rebaixamento do poço atinge a tomada de água da bomba, de forma que esta aspira uma mistura de ar e água, resultando em danos por superaquecimento.

De acordo com o exposto e considerando os parâmetros da Figura 6.8, a Equação 6.23 permite o cálculo da altura total equivalente.

$$H_{TE} = h_e + h_r + \left(\frac{h_d - h_e}{Q_{Max}} \right) Q_m + h_t(Q_m) + h_c(Q_m) \tag{6.23}$$

onde Q_m, dado em m^3/h, é a vazão média para se obter o volume diário, Q, e os termos h_t e h_c são as perdas na tubulação e conexões associadas à vazão média, dados em metros.

O valor das alturas manométrica corrigida e total equivalente igualam-se apenas quando a vazão média, Q_m, e a capacidade máxima do poço, Q_{Max}, são iguais. Essa situação não deve ser verificada na prática, pois faria com que a bomba trabalhasse frequentemente a seco.

De posse da vazão de água requerida, em m^3/dia, e da altura manométrica corrigida (ou altura total equivalente), em metros, a energia hidráulica mínima necessária para o bombeamento, E_H, é dada, em Wh/dia, pela Equação 6.24.

$$E_H = g \times h_{mc} \times \rho_a \times \frac{Q}{3600} \tag{6.24}$$

onde, g é a aceleração da gravidade (9,81 m/s^2) e ρ_a é a massa específica da água (1.000 kg/m^3). Substituindo os valores típicos para esses dois parâmetros, obtém-se uma expressão muito prática de ser utilizada, tal como mostra a Equação 6.25.

$$E_H = 2{,}725 \times Q \times h_{mc} \quad . \tag{6.25}$$

Aproveitando o exemplo iniciado no item anterior, onde um volume diário de 5.000 L/dia (ou 5 m^3/dia) é necessário para atender uma dada demanda rural, e considerando-se que a entrada do reservatório encontra-se a uma altura manométrica de 13 m (h_d = 6 m e h_r = 7 m), com 15 m de tubulação de 32 mm de diâmetro, uma válvula de retenção e um joelho de 90º, pode-se calcular a altura manométrica corrigida. Para tal, faz-se necessário estimar primeiramente uma vazão média, Q_m, do SBFV, o que pode ser realizado com base nas *HSP*. Considerando-se um dia médio anual com 5 *HSP* é possível estimar-se para a vazão média diária o valor de 1.000 *L/h*, de modo a se obter o volume diário de 5.000 *L*.

As perdas na tubulação e conexões podem ser desprezadas em situações com baixos volumes de água bombeados e curtas extensões de tubulação, o que é o caso do exemplo em questão, onde segundo a Tabela 6.7, o valor atingido para este parâmetro pode ser calculado seguindo os passos listados abaixo. Primeiro calcula-se o comprimento total equivalente:

$$L_{corrigido} = L_{Tubulação} + L_{Válvula} + L_{Joelho} = 15 + 0{,}914 + 0{,}457 = 16{,}371m$$

onde $L_{corrigido}$ é o comprimento equivalente total linear levando em consideração as perdas nas conexões.

Com base na vazão média (1000L/h) e na bitola escolhida para a tubulação (32mm) podemos consultar a Tabela 6.6 para estimar a perda de carga, lembrando que os valores listados são para 100 metros de comprimento.

$$h_{mc}(mca) = 0{,}23 \times \frac{16{,}371}{100} = 0{,}0377m$$

Verifica-se que a perda calculada é pouco significativa quando comparada com a altura manométrica total de 13 metros. A energia hidráulica mínima necessária pode, então, ser calculada (Equação 6.25), resultando em:

$$E_H = 2{,}725 \times 5{,}0 \times 13{,}0377 = 177{,}6\ Wh/dia \, .$$

A energia elétrica diária necessária (E_{EL}) para o processo de bombeamento, dada em Wh, é obtida através da relação entre a energia hidráulica e a eficiência do conjunto motobomba, η_{mb}, juntamente com seus eventuais equipamentos auxiliares, como mostra a Equação 6.26.

$$E_{EL} = \frac{E_H}{\eta_{mb}} \tag{6.26}$$

Finalmente, a potência do gerador FV (P_{FV}), dada em Wp, é calculada a partir da Equação 6.27, considerando-se o número de HSP médio anual de radiação no plano do gerador FV.

$$P_{FV}(Wp) = 1{,}25 \times \frac{E_{EL}}{HSP} \tag{6.27}$$

Considerando a eficiência típica do conjunto motobomba quando trabalhando com energia solar FV, de 25 %, a energia elétrica mínima necessária do exemplo em questão é calculada utilizando-se a Equação 6.26, resultando em:

$$E_{EL} = \frac{177{,}6\ Wh/dia}{0{,}25} = 710\ Wh/dia$$

Supondo a instalação do sistema em uma localidade onde valores médios anuais de *HSP* = 5,0 h são facilmente atingidos no plano do painel fotovoltaico, a potência FV necessária, de acordo com a Equação 6.27, é de:

$$P_{FV}(Wp) = 1{,}25 \cdot \frac{710\,Wh}{5{,}0\ h} = 178\ Wp$$

A Tabela 6.8 apresenta valores de eficiência para diferentes configurações de SBFVs.

Tabela 6.8 – Eficiências de SBFVs. Fonte: (Sandia, 1991)

Altura (m)	Tipo de motobomba	Eficiência
5	centrífuga de superfície	25%
20	centrífuga de superfície	15%
20	submersível	25%
100	submersível ou deslocamento positivo	35%
> 100	deslocamento positivo	45%

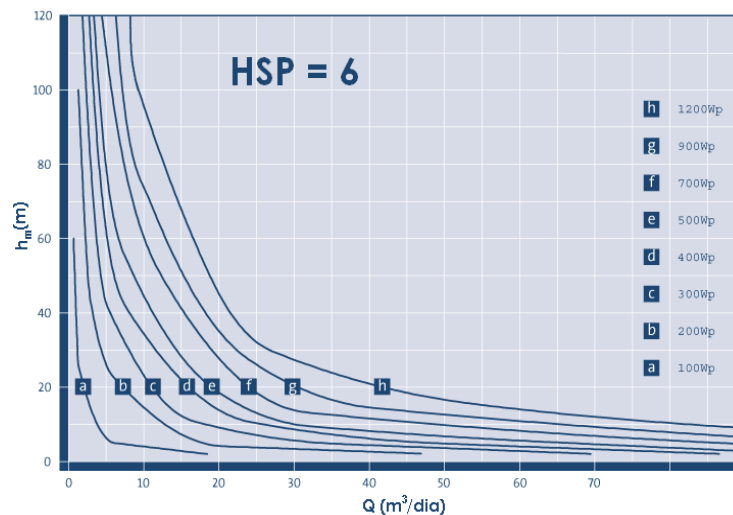
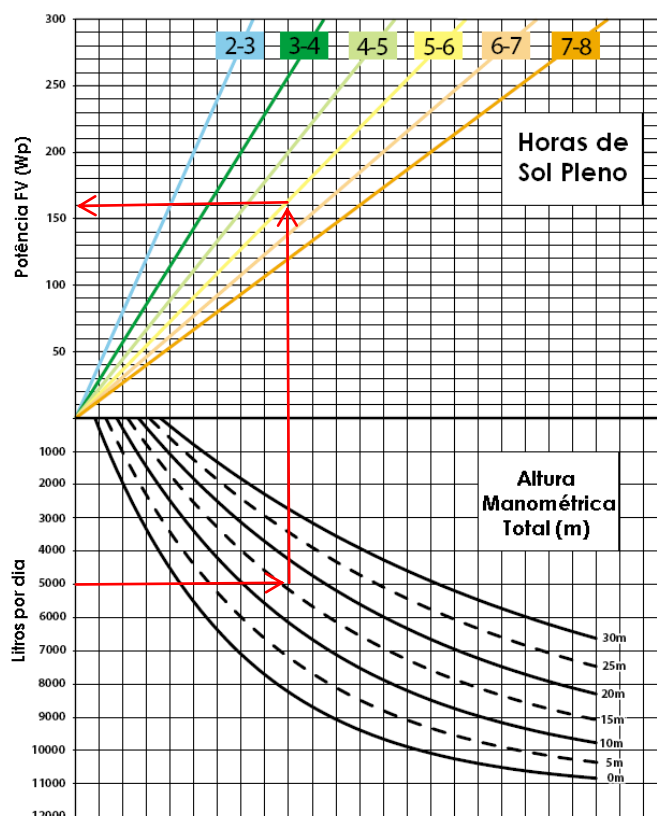
A partir dos dados calculados, a última etapa é a determinação dos equipamentos a serem utilizados. O método de dimensionamento pode ser confirmado através de gráficos fornecidos pelo fabricante da bomba (Figura 6.9), caso esta tenha sido especificada previamente. A Figura 6.9(b), por exemplo, apresenta um gráfico para o cálculo da potência FV a ser instalada, de acordo com os parâmetros discutidos no presente item, para uma determinada família de bombas.

(a) Kyocera, "*Solar Water Pumping Application Guide* - SD 12-30 *Performance Graph*."

(b) Grundfos, “*SQFlex Solar Performance*”. Fonte: (http://www.grundfos.com/products/find-product/sqflex.html#cases).

Figura 6.9 – Exemplos de gráficos fornecidos por fabricantes para determinação da potência FV necessária para cada aplicação. Fonte: Manuais de fabricantes.

Nota-se que a potência do gerador indicado para uma altura manométrica de 15 m (altura mais próxima da altura manométrica corrigida calculada no exemplo, de 13 m), corresponde a um valor de aproximadamente 160 Wp, próximo ao valor obtido através do cálculo teórico, indicando que essa bomba pode ser empregada no exemplo usado neste item. Para se chegar neste resultado, basta seguir a indicação das setas no gráfico da Figura 6.9(b). Os ábacos de dimensionamento apresentados como exemplo na Figura 6.9 são específicos de um determinado fabricante, sendo que outros fabricantes apresentarão metodologias próprias, com diferentes tipos de gráficos, tabelas etc.

6.4 – Projeto de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

As principais diferenças entre o projeto de um sistema conectado à rede e de um sistema isolado são:

- Em sistemas conectados à rede não há necessidade de armazenamento de energia elétrica;
- Os sistemas operam obrigatoriamente em c.a., na mesma frequência e tensão da rede local;
- Quando não há tensão na rede, o sistema fica inoperante mesmo com irradiação solar presente;

- Os inversores incorporam dispositivos seguidores de potência máxima (SPPM);
- A rede local deve ser capaz de receber a energia elétrica gerada;
- A qualidade da energia da rede pode comprometer a transferência de energia do sistema;
- O gerador FV pode ser integrado à estrutura de edificações, implicando a análise da resistência mecânica e carga máxima admissível, entre outros fatores;
- Em sistemas instalados em ambiente urbano é mais provável a existência de perdas por sombreamento, inclusive sombreamento parcial, e interferência de superfícies reflexivas próximas;
- Questões estéticas podem ser determinantes nos projetos, contribuindo para a escolha do tipo de módulo e tecnologia das células, bem como do posicionamento do painel.

A Seção 3.7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) refere-se ao acesso à rede por micro e minigeração distribuída e deve ser respeitada de forma cuidadosa por quem elabora projetos de SFCRs. A instalação de um sistema conectado à rede deve seguir a norma específica da concessionária local de distribuição de energia elétrica, que de acordo com o PRODIST deve estar acessível na página da empresa na internet, em um processo que se inicia pela solicitação de acesso.

O item 2.5.2 da Seção 3.7 do PRODIST estabelece que “compete à distribuidora a realização de todos os estudos para a integração de micro e minigeração distribuída, sem ônus ao acessante, devendo informar à central geradora a relação de dados necessários à elaboração dos estudos que devem ser apresentados quando da solicitação de acesso”.

As Tabelas 6.9 e 6.10, extraídas do PRODIST, dão uma idéia das condicionantes impostas aos projetos de sistemas conectados à rede. Cabe lembrar que no caso da microgeração, muitos inversores comerciais já possuem incorporadas algumas das proteções listadas na Tabela 6.10.

Tabela 6.9 – Níveis de tensão considerados para conexão de micro e minicentrais geradoras. Fonte: (PRODIST, 2012).

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
10 a 100 kW	Baixa Tensão (trifásico)
101 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 1 MW	Média Tensão

Nota: O nível de tensão de conexão da central geradora será definido pela distribuidora em função das limitações técnicas da rede.

Tabela 6.10 – Requisitos mínimos em função da potência instalada. Fonte: (PRODIST, 2012).

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Até100 kW	101 kW a 500 kW	501 kW a 1 MW
Elemento de desconexão (1)	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção (2)	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim (3)	Sim (3)	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim (3)	Sim (3)	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Estudo de curto-circuito	Não	Sim (4)	Sim (4)
Medição	Medidor Bidirecional (6)	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes
Ensaios	Sim (5)	Sim (5)	Sim (5)

Notas:
(1) Chave seccionadora visível e acessível, que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.
(2) Elemento de interrupção automático acionado por proteção, para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção, para minigeradores distribuídos.
(3) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.
(4) Se a norma da distribuidora indicar a necessidade de realização de estudo de curto-circuito caberá à acessada a responsabilidade pela sua execução.
(5) O acessante deve apresentar certificados (nacionais ou internacionais) ou declaração do fabricante que os equipamentos foram ensaiados conforme normas técnicas brasileiras, ou, na sua ausência, normas internacionais.
(6) O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

6.4.1 - Dimensionamento do gerador fotovoltaico

Para o dimensionamento da potência do sistema, é importante ter o entendimento do sistema de compensação regulamentado na região. No Sistema de Compensação de Energia (*net metering*) adotado pelo Brasil (Resolução Normativa ANEEL 482/2012), quando o SFV gerar mais energia do que a demandada pela instalação consumidora, a energia excedente é entregue à rede elétrica e o medidor registra essa energia. O contrário ocorre quando a edificação consome mais energia do que a gerada pelo sistema FV, fazendo com que, neste caso, o medidor registre o fluxo em seu sentido convencional (ver figura 5.22).

No fim do mês, caso o balanço energético seja positivo (consumidor gerou mais energia elétrica que a consumida), a distribuidora disponibilizará um crédito energético referente ao excedente, que

será compensado nas faturas subsequentes, em um prazo de até 36 meses. Caso existam postos tarifários (tarifa horo-sazonal ou bandeiras tarifárias), o crédito da energia ativa injetada levará em conta a tarifa de energia do horário de injeção.

Ressalta-se que no caso em que a energia gerada é maior que a consumida, a distribuidora cobrará, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B (baixa tensão), ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A (alta tensão)[9]. Ressalta-se ainda que as unidades consumidoras do grupo B não podem ser cobradas pelo excedente de reativos devido ao baixo fator de potência, de acordo com a Resolução Normativa da Aneel N^o 569, de 23 de julho de 2013.

Os créditos de energia ativa que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades, previamente cadastradas e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, possuidor do mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. No caso de consumo por outra unidade consumidora (que não é a geradora), haverá incidência de impostos sobre a energia consumida

Em virtude deste sistema de compensação de energia que foi definido pelo órgão regulador, pode não ser interessante que o sistema FV gere, ao longo do ano, mais energia do que a consumida pela unidade consumidora-geradora. Se forem consideradas outras unidades consumidoras para consumo da energia gerada, é recomendável que se calcule o custo de geração contabilizando os impostos incidentes na energia gerada excedente consumida pelas unidades não geradoras.

Logo, para se dimensionar o gerador FV de forma otimizada, deve-se levantar o consumo médio diário anual da edificação (Wh/dia) descontado o valor da disponibilidade mínima de energia[10]. Este dado pode ser calculado pelo histórico de faturas mensais de consumo de energia elétrica emitidas pela distribuidora local.

A potência de um microgerador que compõe um SFCR pode ser calculada pela Equação 6.28, onde se pode escolher uma fração da demanda de energia elétrica consumida que se pretende suprir com o SFCR.

---

[9] A classificação do consumidor é estabelecida pela Aneel em sua Resolução Normativa N^o 414.

[10] "O custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento mensal de consumidor responsável por unidade consumidora do grupo B, é o valor em moeda corrente equivalente a:

I – 30 kWh, se monofásico ou bifásico a 2 (dois) condutores;
II – 50 kWh, se bifásico a 3 (três) condutores; ou
III – 100 kWh, se trifásico.

§ 1^o O custo de disponibilidade deve ser aplicado sempre que o consumo medido ou estimado for inferior aos referidos neste artigo, não sendo a diferença resultante objeto de futura compensação.
§ 2^o Para as unidades consumidoras classificadas nas Subclasses." (RN Aneel 414/2010; Seção V; Art. 98).

$$P_{FV}(Wp) = \frac{(E/TD)}{HSP_{MA}} \quad (6.28)$$

Onde:
P_{FV} (Wp) - Potência de pico do painel FV;
E (Wh/dia) - Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste;
HSP_{MA} (h) - Média diária anual das *HSP* incidente no plano do painel FV;
TD (adimensional) - Taxa de desempenho.

O desempenho de um SFV é tipicamente medido pela Taxa de Desempenho (PR - *Performance Ratio*), que é definida como a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico possível. Essa relação é um parâmetro para avaliar a geração de energia elétrica de um dado SFV, por levar em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e cabeamento, sujeira na superfície do painel, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, descasamento (*mismatch*) entre módulos de mesmo modelo (diferenças entre as suas potências máximas), resposta espectral, temperatura operacional, dentre outras. A Figura 6.10 mostra os resultados de uma avaliação de 527 SFCRs, que, em sua maioria, se situam na Alemanha e possuem potência menor que 10 kWp. Pode-se observar uma tendência média de *TD* entre 70 e 75 % para os anos entre 2001 e 2005.

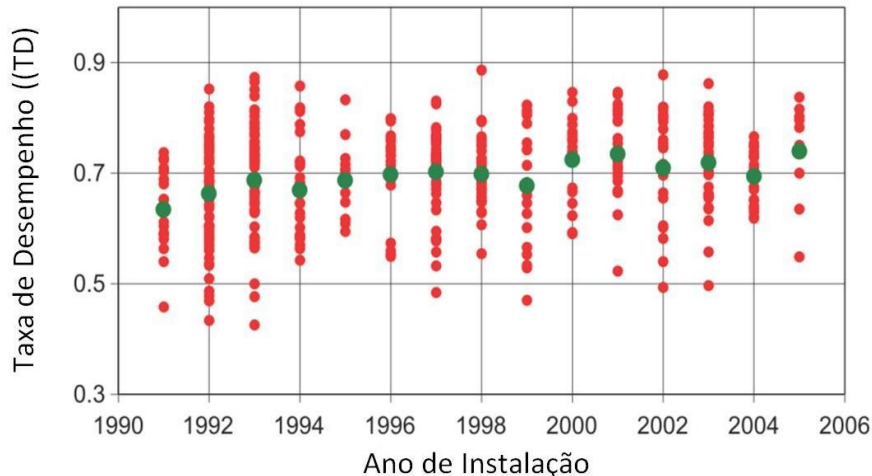



Figura 6.10 - Taxa de desempenho (TD) de 527 SFCRs instalados na Europa ocidental entre 1991 e 2005. Fonte: Adaptado de (IEA, 2007).

Para SFCRs residenciais, bem ventilados e não sombreados, uma *TD* entre 70 e 80 % pode ser obtida nas condições de radiação solar encontradas no Brasil. Contudo, o desempenho do sistema FV é fortemente influenciado pela temperatura ambiente e pela tecnologia FV utilizada. Geralmente, de modo a se reduzir a incerteza na estimação da *TD* do sistema FV, são utilizados programas de dimensionamento como aqueles listados no final deste capítulo. No caso de instalações maior porte, como UFVs (Usinas Fotovoltaicas), o dimensionamento deve ser feito com auxílio de tais programas.

De qualquer forma, normalmente o dimensionamento de um SFCR é condicionado pelos recursos financeiros disponíveis para investimento e pela área disponível para sua instalação, muito mais do que propriamente pelas questões técnicas ou de desempenho.

Após o dimensionamento do gerador FV, deve-se avaliar qual tecnologia melhor atende ao projeto, levando-se em conta o custo da energia gerada pelo sistema e as vantagens arquitetônicas e elétricas de cada tecnologia. A escolha de um fabricante também deve levar em consideração a credibilidade da empresa no que diz respeito à garantia dos módulos (20 a 25 anos) e às características do produto em termos dos parâmetros elétricos e eficiência e pós-venda.

Quanto à importante questão da área ocupada pelo painel, o item 3.3.5 (Capítulo 3) mostra a área média ocupada pelas diversas tecnologias. O custo do módulo FV é função da sua potência e não da sua área. Módulos menos eficientes (filmes finos) podem eventualmente possuir melhor relação R$/m², ocupando uma maior área de cobertura, porém com um menor investimento. Os módulos de c-Si, por sua vez, em função de sua maior eficiência, levam a sistemas com menor custo de estruturas metálicas e cabeamento. Recomenda-se, então, realizar a avaliação considerando todos os componentes do sistema de geração (estruturas, proteção, cabeamento etc) pois neste caso pode haver perda da vantagem econômica do filme fino.

Outra característica dos módulos de filmes finos, como no caso das tecnologias de a-Si:H e a-Si/µ-Si, é ter geralmente um menor coeficiente de temperatura, o que resulta em menor perda de desempenho devido à temperatura. Todavia, atualmente (2013), mais de 95% do mercado são de módulos de tecnologia de c-Si, com oferta em torno de 5.000 modelos por centenas de fabricantes.

Enfatiza-se ainda que o gerador FV impõe uma carga mecânica na cobertura à qual está fixado. Esta carga é função do somatório do peso de todos os componentes do gerador FV que são instalados sobre tal cobertura (módulos, estruturas metálicas de fixação, cabos etc.). A Figura 6.11 mostra a carga que três tipos distintos de módulos FV impõem a uma cobertura. Pode-se observar que mesmo para estruturas de pouca resistência mecânica, existem módulos FV que podem atender às restrições arquitetônicas de baixa carga adicional. Recomenda-se que a verificação de uma cobertura que irá receber um SFCR seja realizada por um engenheiro civil habilitado em análise estrutural.

Tecnologia	Integração		Configuração do sistema	Eficiência da tecnologia	kgf/m² (Módulo Fotovoltaico)	kgf/m² (Estrutura)	kgf/m² (Sistema)
a-Si			Sanduiche Vidro/ Vidro fixado em estrutura de alumínio	6-8%	20	5	**25**
a-Si			Módulo flexível colado em manta impermea-bilizante	6-8%	3,6	3,4	**7,0**
c-Si			Vidro com Moldura fixado em estrutura de alumínio	14-18%	12	5	**17**

Figura 6.11 - Exemplos de cargas mecânicas impostas por três módulos FV distintos Fonte: Adaptado de (DGS, 2008)

6.4.2 - Dimensionamento do inversor

O dimensionamento de um inversor depende da potência do gerador FV e tecnologia e características elétricas do módulo escolhido para compor o gerador, características ambientais do local, além da topologia de instalação escolhida (ex.: inversor central, inversor descentralizado, micro-inversor, instalação interna ou externa etc.).

Assim como na escolha do fabricante dos módulos FV, a seleção por um fabricante de inversores também deve levar em consideração a credibilidade da empresa no que diz respeito à garantia do equipamento (tipicamente cinco a dez anos), assim como sua capacidade produzida acumulada e assistência técnica no território brasileiro.

Fator de dimensionamento de inversores (FDI)

Os módulos FV vêm apresentando acentuada redução de custo nos últimos anos. Os inversores, apesar de também terem apresentado redução de custos, não têm acompanhado o mesmo nível de redução apresentado pelos módulos FV. Isto vem levando a uma tendência de otimizar ao máximo o inversor utilizado, de modo a se obter um custo final de energia produzida mais competitivo. O dimensionamento do sistema deve ser realizado de maneira que o inversor não trabalhe por muito tempo em potências demasiadamente abaixo da nominal nem seja sobrecarregado. Utilizando-se um inversor de menor capacidade (e, portanto, menor custo) para um mesmo gerador FV sem impactar na quantidade de energia e na confiabilidade do sistema, a energia gerada tende a ser mais barata. Contudo, de uma forma conservadora a potência do inversor pode ser igual à potência nominal da geração P_{FV}.

Devido ao coeficiente de temperatura negativo das tecnologias FV, ou seja, redução da potência do módulo FV com o aumento de temperatura, costuma-se dimensionar o gerador FV com potência nominal superior à do inversor, pois, mesmo quando a irradiância está próxima de 1.000 W/m², a potência do gerador FV dificilmente se aproxima de sua potência nominal. Esta característica física do dispositivo, associada à otimização econômica do sistema, leva a se subdimensionar os inversores de SFCRs. Contudo, muitos inversores, em situações em que a potência gerada pelo painel FV ultrapassa a máxima potência de entrada do equipamento, ajusta seu SPPM de modo a limitar sua potência de entrada, desprezando toda potência acima deste limite.

Os inversores de SFCRs podem estar sujeitos a elevadas temperaturas devido ao local onde estão instalados, como, por exemplo, montagem em telhados ou lajes. Neste caso específico, recomenda-se uma potência do inversor igual ou mesmo superior à potência do gerador fotovoltaico.

O Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) representa a relação entre a potência nominal c.a. do inversor e a potência de pico do gerador FV, como mostra a Equação 6.29.

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}(Wp)} \quad (6.29)$$

onde:
FDI (adimensional) - Fator de dimensionamento do inversor;
P_{Nca} (W) - Potência nominal em corrente alternada do inversor ;
P_{FV} (Wp) - Potência pico do painel fotovoltaico.

A potência do gerador FV e do inversor devem ser ajustadas de modo que o *FDI* do inversor tenha a melhor relação custo/benefício. O *FDI* depende do inversor selecionado, da tecnologia do módulo FV, da orientação e inclinação do painel, além das condições ambientais, como temperatura e radiação local. A otimização do *FDI* exige simulação numérica, que deve ser realizada utilizando-se dados horários de radiação e temperatura ambiente.

Análise de literatura mostra que os valores inferiores de FDI recomendados por fabricantes e instaladores situam-se na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto que o limite superior é de 1,05.

Tensão de entrada

A tensão de entrada do inversor é a soma das tensões dos módulos associados em série. Como a tensão possui forte dependência da temperatura, as condições extremas de inverno e verão deverão ser utilizadas no dimensionamento. A Figura 6.12 mostra, assim como já apresentado nos Capítulos 3 e 4, como a curva I-V de um gerador FV varia em função de sua temperatura de operação. Portanto, deve-se garantir a compatibilidade entre as tensões do gerador FV com a faixa de tensão de operação do inversor.

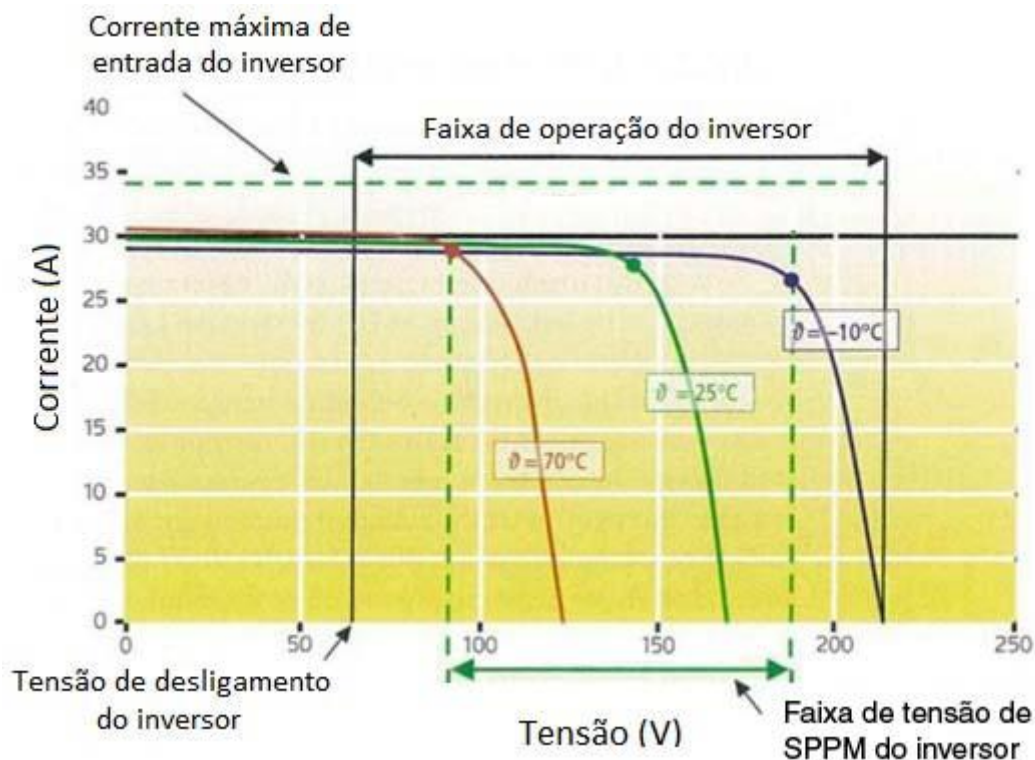



Figura 6.12 - Curvas I-V de um gerador FV em função da temperatura e a compatibilidade, com as janelas de tensão do SPPM e de operação do inversor. Fonte: Adaptado de (DGS, 2008).

O cálculo da máxima tensão de entrada deve ser realizado com cuidado e atenção, pois ela nunca deve ser ultrapassada, sendo este um dos maiores riscos de se danificar o equipamento.

A máxima tensão do sistema ocorre quando o painel FV está ainda em circuito aberto (V_{oc}) em baixas temperaturas. Isto pode acontecer durante o período de inverno, ainda no nascer do sol, quando a tensão do sistema se eleva em função da baixa temperatura do gerador FV, e o inversor ainda não se conectou à rede, em virtude da baixa irradiância, ou em função de uma falha na rede, que automaticamente desconecta o sistema deixando os módulos em circuito aberto. O máximo número de módulos em série que pode ser conectado ao inversor é calculado pela Equação 6.30, pela razão da máxima tensão de entrada do inversor e da tensão de circuito aberto para as baixas temperaturas de inverno. O número máximo de módulos em série também deve respeitar a tensão máxima suportável pelo módulo, a qual é informada nas folhas de dados técnicos do fabricante e normalmente é em torno de 1.000V.

$$N^o\ módulos_série\ .V_{ocTmin} < Vi_{max} \quad (6.30)$$

onde:
Vi_{max}(V) - Máxima tensão c.c. admitida pela entrada do inversor;
V_{ocTmin}(V) - Tensão em circuito aberto (V_{oc}) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista.

Conforme já alertado no Capítulo 3, módulos de filme fino (ex.: a-Si:H), devido a uma particularidade do material semicondutor com o qual são produzidos, podem apresentar, nos primeiros meses de operação, valores de potência, corrente e tensão maiores que seus valores nominais. Para

dimensionamento de inversores com esta tecnologia, os valores máximos de tensão devem ser consultados na folha de dados do fabricante.

Para se determinar a tensão do módulo em temperaturas diferentes da nominal (25 °C), deve-se consultar sua folha de dados, para se verificar qual é o seu coeficiente de temperatura (β) da tensão V_{oc}. A informação pode estar disponível em mV/°C ou em valores percentuais %/°C, sendo esta última a geralmente utilizada nas formulações. A Equação 4.2 (Capítulo 4) permite calcular a tensão de circuito aberto em função da temperatura. Deve-se lembrar que os coeficientes de temperatura possuem sinal negativo, ou seja, a tensão V_{oc} é inversamente proporcional à temperatura, o que deve ser considerado na equação.

Faixa de tensão de operação do SPPM do inversor

O número de módulos conectados em série deve resultar em tensões que atendam à faixa de tensão SPPM do inversor, mostrada na figura 6.12, conforme indicado na Equação 6.31. Durante o verão, no Brasil a temperatura dos módulos dos SFVs pode atingir valores superiores a 70 °C, tendo como consequência a redução da tensão c.c. do sistema, em virtude do coeficiente negativo de temperatura. Deve-se, portanto, avaliar se o SFCR possui número suficiente de módulos conectados em série, de modo que a tensão do painel FV seja superior à mínima tensão de SPPM do inversor. Caso a tensão do painel se reduza abaixo da mínima tensão de SPPM do inversor, a sua eficiência ficará comprometida e poderá provocar a sua desconexão. Da mesma forma nos períodos frios, a tensão de potência máxima da série FV na mínima temperatura de operação prevista deve ser inferior a tensão máxima de operação do SPPM do inversor.

$$\frac{Vi_{SPPMmin}}{V_{mpTmax}} < N^{o}\ módulos_série < \frac{Vi_{SPPMmax}}{V_{mpTmin}} \qquad (6.31)$$

Onde:
$Vi_{SPPMmin}$(V) – Mínima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor;
$Vi_{SPPMmax}$(V) – Máxima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor;
V_{mpTmin}(V) - Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na menor temperatura de operação prevista.
V_{mpTmax}(V) - Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo FV na maior temperatura de operação prevista.

As tensões de máxima potência do módulo para diferentes temperaturas podem ser estimadas pela Equação 4.2, substituindo os parâmetros referentes à tensão de circuito aberto (V_{oc}), pelos da tensão de máxima potência (V_{mp}).

Corrente máxima c.c. do inversor

O inversor FV possui uma corrente máxima de entrada c.c. Para garantir que este valor não seja ultrapassado, pode-se calcular o número máximo de fileiras das séries fotovoltaicas, conectadas em paralelo, com auxílio da Equação 6.32.

$$N^o\ seriesFV_paralelo = \frac{Ii_{max}}{I_{sc}} \qquad (6.32)$$

Onde:
Ii_{max} (A) - Corrente máxima c.c. admitida na entrada do inversor;
Isc (A) - Corrente de curto circuito do módulo FV nas STC.

Observar ainda se o fabricante indica o número máximo de séries fotovoltaicas em paralelo que pode ser utilizada. Há casos ainda que o inversor disponibiliza mais de uma entrada independente com seguidor de ponto de potência máxima. Neste caso o fabricante indica os limites (Ii_{max}) que devem ser observados para cada seguidor (podem ser iguais ou não).

Otimização da tensão de operação

A eficiência de um inversor pode ser influenciada pelas características do arranjo FV. Estes fatores são principalmente a tensão do gerador FV e o FDI do inversor. Um projeto otimizado leva em consideração estas características, de modo a aumentar a taxa de desempenho do sistema. A Figura 6.13 ilustra curvas de eficiência para um inversor em função destes parâmetros de projeto. É possível observar que, levando-se em conta somente a tensão de operação do gerador FV, tem-se uma influência de cerca de 2 % na eficiência do inversor para potência de saída acima de 50% da potência nominal. Nem todos os fabricantes de inversores disponibilizam os gráficos de como a tensão do painel FV influencia o dispositivo. Porém, quando disponível, esta informação deve ser utilizada de maneira a aumentar a *TD* do sistema, projetando-se um gerador FV que trabalhe com um nível de tensão que priorize a curva de eficiência de melhor desempenho. Quando esta informação não é disponível, sugere-se trabalhar com a maior tensão c.c. possível.

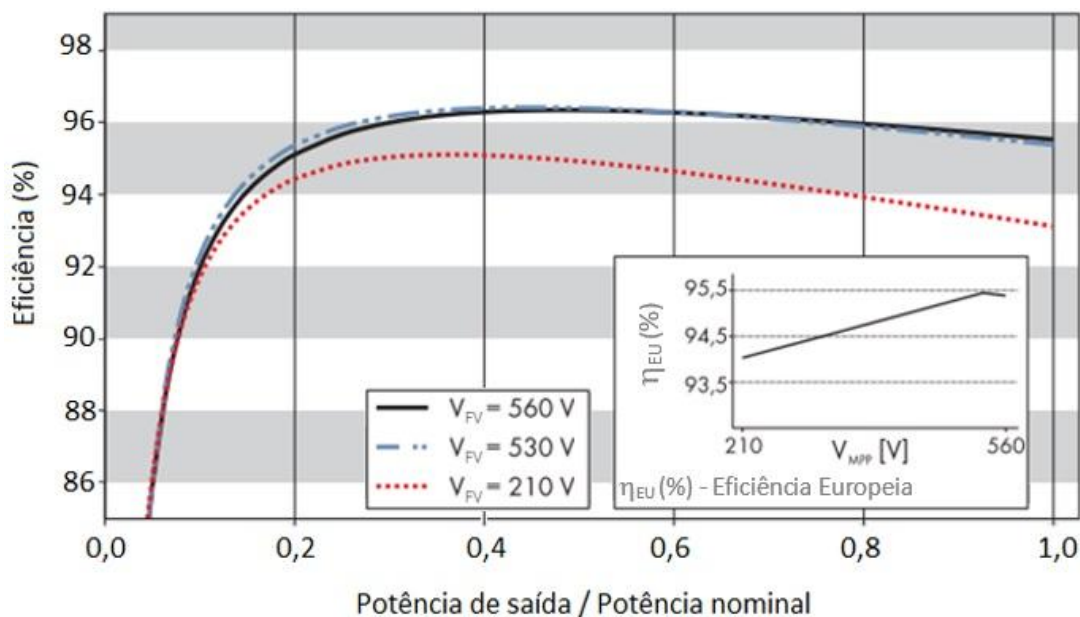



Figura 6.13 - Gráfico de eficiência do inversor em função do nível de carga e da tensão de operação (Modelo Sunny Boy 3000HF). Fonte: (SMA, 2011).

6.4.3 - Compromisso entre forma e função dos SFCRs

Um gerador FV comprometido com sua forma (estética) e sua função é capaz de gerar energia elétrica com bom desempenho e ainda agregar beleza à edificação a que está integrado. No entanto, em muitas ocasiões os SFVs são apenas agregados a projetos que não foram originalmente concebidos para isso. Às vezes, o resultado pode ser interessante e agradável, mas, muitas vezes, o sistema FV interfere negativamente na arquitetura. Esta situação ocorre quando a única preocupação da instalação FV é em relação à sua função, ou seja, a maximização da geração de energia elétrica. Pelo contrário, quando a tecnologia FV é integrada de uma maneira elegante e esteticamente agradável a uma edificação, esta se torna um exemplo que pode ser utilizado para convencer clientes, arquitetos e o público em geral quanto ao papel que um sistema FV pode desempenhar, tanto em termos de geração energética quanto como elemento construtivo de um edifício.

Como já observado no Capítulo 2, baixas latitudes (região entre os Tópicos e o Equador) são pouco sensíveis a desvios azimutais e de inclinação. Logo, nesta situação, SFCRs integrados à edificação (SFIEs – Sistemas Fotovoltaicos Integrados a Edificações), mesmo em orientações não ideais, possuem pequenas perdas associadas a esta não idealidade.

Um estudo de caso do compromisso entre a forma e a função de um sistema FV é monitorado pela Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, em Florianópolis-SC. O sistema fica instalado na sede da Eletrosul e é apresentado na Figura 6.14. O painel FV é curvo e utiliza módulos flexíveis (filme fino) que, como se pode ver na Figura 6.15, possuem diferentes orientações (Nordeste e Sudoeste).

Figura 6.14 - Planta Piloto do Megawatt Solar - Eletrosul - Florianópolis - 11,97 kWp - em operação desde Fev/2009. Fonte: (ZOMER et al., 2012).

Figura 6.15 – Vista em planta da distribuição elétrica dos geradores fotovoltaicos da planta-piloto. Fonte: (ZOMER et al., 2012).

O sistema curvo e não idealmente orientado foi comparado com outro sistema FV, que utiliza os mesmos modelos de módulos FV e inversores e fica localizado a cerca de 600 metros de distância deste. Este sistema, por ter inclinação e orientação ideais para uma instalação FV no local, pode ser caracterizado como um sistema de referência (Figura 6.16).

Figura 6.16 - Sistema FV plano inclinado a 27°N, com 10,24 kWp, integrado ao Centro de Cultura e Eventos da UFSC (Sistema de referência). Fonte: Grupo Fotovoltaica/UFSC.

A Figura 6.17 mostra os resultados da comparação entre a produtividade dos dois sistemas. Mesmo com os diferentes desvios azimutais e curvaturas, nos três subsistemas da Planta Piloto houve meses do ano em que a produtividade foi superior à produtividade do Sistema de Referência. Os melhores desempenhos da Planta Piloto ocorreram nos meses próximos ao solstício de verão (novembro, dezembro, janeiro e fevereiro), chegando a superar o Sistema de Referência em até 30 % no mês de dezembro de 2010. Considerando todo o período analisado, a Planta Piloto teve uma produtividade média 15 % inferior ao Sistema de Referência. Para um sistema onde o bom compromisso arquitetônico é indispensável, perdas deste nível podem ser aceitáveis, sendo que este tipo de análise deve incluir a parte financeira do projeto.

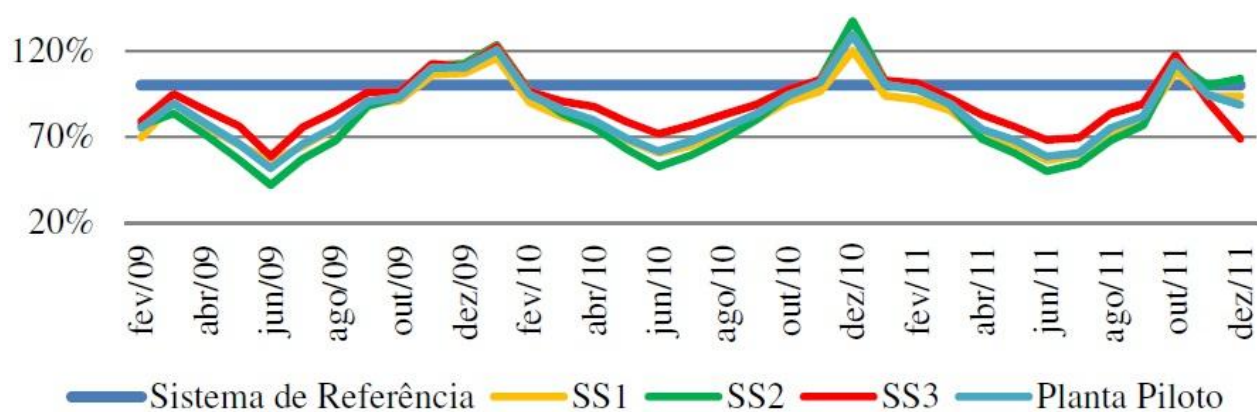



Figura 6.17 - Comparação da produtividade entre a Planta Piloto (subsistemas 1, 2 e 3) e o Sistema de Referência. Fonte: (ZOMER et al., 2012).

6.5 – Projeto Elétrico

Outros desafios para o projetista durante o dimensionamento de um SFV são:

- Planejamento da interconexão dos diversos componentes do sistema de forma eficiente, evitando perdas de energia;

- Adequação do projeto aos requisitos de segurança, visando torná-lo seguro sob o ponto de vista elétrico, contemplando-se segurança do próprio sistema e do usuário, bem como da rede elétrica, se for o caso;
- Verificação da obediência às normas e aos regulamentos técnicos aplicáveis para instalações elétricas (ABNT, Aneel, distribuidora local etc.).

Os pontos mencionados constituem o que se chama de projeto elétrico, que inclui desde a escolha dos condutores até o dimensionamento/especificação de dispositivos de proteção. Tipicamente os projetos com conexão em baixa tensão devem respeitar as condicionantes da Norma NBR5410 - Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Devem ser consideradas as perdas relativas aos componentes que, embora não sejam considerados básicos, são de igual importância para o funcionamento adequado do sistema. Trata-se do chamado Balanço do Sistema (BOS), derivado da expressão em inglês *Balance of System*. O BOS envolve os condutores, diodos de bloqueio, proteções, etc.

Diodos de desvio e de bloqueio e fusíveis de proteção

Diodos e/ou fusíveis são incluídos em SFVs com os objetivos de proteção apresentados no Capítulo 4.

Os diodos de desvio são especialmente importantes nos SFCRs instalados em áreas urbanas, por serem seus painéis fotovoltaicos instalados em telhados e fachadas e normalmente mais sujeitos a sombreamentos parciais. Os módulos fotovoltaicos atuais já incluem um ou mais diodos de desvio, evitando que o projetista tenha que adicioná-los em seu projeto. Abrindo-se a caixa de conexão do módulo, pode-se constatar visualmente a presença dos diodos (ver Figura 4.6).

A especificação dos diodos é feita através da determinação da corrente máxima de operação (função do número de módulos em paralelo) e da tensão reversa máxima (função do número de módulos em série), que depende da tecnologia e do material de fabricação dos módulos FV.

Além dos diodos de bloqueio pode-se ainda utilizar fusíveis fotovoltaicos. O fusível é um componente de proteção usado para proteger a série fotovoltaica do fluxo de corrente reversa de um fileira (série) com tensão maior para uma com tensão menor. Deve ser dimensionado para correntes menores que a corrente reversa suportável pelo módulo. Os fusíveis só são necessários se houver mais de duas séries fotovoltaicas. Devem ser para corrente contínua e ser colocados na saída de cada série tanto no polo positivo quanto no polo negativo. Recomenda-se a utilização do tipo gPV, que é apropriado para operação em sistemas fotovoltaicos (mais detalhes são disponibilizados no Capítulo 4).

Os fusíveis têm substituídos os diodos de bloqueio em alguns projetos, com base em experiências indicando que estes são mais frágeis e apresentam maior índice de falhas.

Cabeamento

Planilhas que auxiliam na escolha da bitola dos condutores são apresentadas no Apêndice 4 e referem-se a limites de queda de tensão de 1 % e 3 % em sistemas em corrente contínua com tensões nominais de 12, 24 e 48 V. A NBR 5410 ou algum programa de escolha da bitola do cabeamento podem ser utilizados e indicam a bitola adequada para os condutores em função do comprimento do ramal, da tensão nominal e do nível de perdas pretendido. De forma alternativa, utiliza-se a Equação 6.33 para determinar a seção mínima de condutor *S*, necessária para uma determinada instalação em corrente contínua.

$$S\,(mm^2) = \rho\left(\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}\right) \times \frac{d\,(m) \times I(A)}{\Delta V\,(V)} \tag{6.33}$$

Onde:
ρ - resistividade do material do condutor, geralmente cobre;
d - distância total do condutor, considerando o trecho de retorno (ida e volta);
I - corrente que passa pelo condutor;
ΔV - queda de tensão tolerada no cabeamento para o trecho analisado.

Nas instalações de sistemas fotovoltaicos utiliza-se condutores de cobre, material que a 20 ºC apresenta tipicamente uma resistividade ρ_{cu} = 0,01724 $\Omega.mm^2/m$ e coeficiente de variação com a temperatura de α_{cu} = 0,0039/ºC, que permite determinar a influência da temperatura na resistividade dos materiais através da Equação 6.34. Os parâmetros reais a serem aplicados para a fiação utilizada devem ser obtidos na documentação do respectivo fabricante.

$$\rho(T) = \rho(20°C) \times (1 + \alpha(T - 20°C)) \tag{6.34}$$

Assim como no caso das estruturas metálicas, é importante que os cabos utilizados nessas instalações estejam preparados para suportar as mais adversas condições climáticas, pois estarão expostos a intensa radiação, calor, frio e chuva por um longo período de tempo. Recomenda-se o dimensionamento de cabos da instalação de acordo com a temperatura efetiva de trabalho e o método escolhido de proteção dos condutores utilizando-se o fator de correção de temperatura contido na NBR5410. Além disso, o material de proteção e isolamento do condutor também deve ser resistente às condições climáticas, especialmente à radiação ultravioleta.

Há uma extensa faixa de tensão c.c. utilizada em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. A utilização de tensões maiores ou menores está muitas vezes relacionada ao tipo de inversor utilizado, o que implica algumas vantagens e desvantagens no que se refere à instalação, proteção e redução de perdas em c.c.

Níveis baixos de tensão c.c. têm a vantagem de serem mais seguros e mais apropriados para baixas potências. Por outro lado, quanto maior a tensão de entrada do inversor, mais simples se torna a

instalação, sendo os inversores mais compactos e mais eficientes. Contudo, ressalta-se que a elevação do nível de tensão c.c. requer cautela, tanto na instalação quanto na operação, uma vez que a tensão de operação torna-se mais perigosa. Atualmente, as faixas de tensão c.c. mais praticadas nos inversores variam entre 100 e 1.000 volts, dependendo do tipo e porte do sistema, e o cabeamento deve ter o isolamento adequado ao nível de tensão utilizado.

Proteções adicionais

A especificação dos dispositivos adicionais de proteção (varistores, disjuntores, aterramento, proteção contra descargas atmosféricas etc.) passa por procedimentos já normatizados e similares aos relacionados com sistemas elétricos em geral. Deve-se lembrar, no entanto, que muitos elementos dos SFVs operam em corrente contínua.

Apresenta-se no Capítulo 7 informações necessárias para a correta instalação de um SFV. Os dispositivos de proteção também são abordados nesse Capítulo.

6.6 – Ferramentas Computacionais para Projeto de Sistemas Fotovoltaicos

Como não há padronização de características de saída dos módulos fotovoltaicos, e suas especificações elétricas dependem até mesmo da tecnologia das células, a escolha de uma ferramenta computacional adequada pode ser determinante na análise de viabilidade técnica e econômica de um projeto. A geração fotovoltaica caracteriza-se por um elevado investimento inicial, que pode ser significativamente reduzido com um projeto bem feito. A variabilidade e imprevisibilidade do recurso solar também exigem um maior cuidado no dimensionamento.

Ferramentas computacionais, quando bem utilizadas, podem gerar bons resultados. Pode-se até utilizar mais de uma ferramenta, a primeira dando uma idéia preliminar, indicativa, e a segunda dando resultados mais precisos, com a simulação da operação do sistema. É de fundamental importância que os dados de entrada sejam de boa qualidade e que a pessoa responsável pelas simulações tenha clareza das limitações da ferramenta selecionada. As ferramentas são, em geral, projetadas para algumas situações específicas; ignorá-las pode levar a resultados incorretos.

As ferramentas disponíveis podem ser divididas em diversas classes. Para cada classe existe uma oferta ampla de ferramentas livres ou proprietárias, que podem ser escolhidas em função das especificidades dos projetos. De uma forma geral, os softwares relacionados com projeto de sistemas fotovoltaicos podem ser aplicados para:

- **Análise de viabilidade:** A partir de informações gerais e consolidadas, dão uma indicação da viabilidade técnica e econômica do projeto.

- **Dimensionamento:** Auxiliam o projetista na escolha dos componentes e configuração do sistema, indicam a melhor orientação dos painéis, dentre outras funções.
- **Simulação de operação:** A partir da descrição fidedigna da configuração e equipamentos escolhidos, permite a simulação da operação do sistema, dando idéia de variações sazonais, por exemplo. Alguns fabricantes dispõem de programas que já incorporam modelos de seus equipamentos. As simulações podem ocorrer com bases de tempo que vão de minutos a meses.
- **Localização:** Em função das variações do recurso solar de local para local e influência de objetos e prédios vizinhos, com o consequente sombreamento do gerador fotovoltaico, é importante fazer uso de programas que permitam a análise da incidência da radiação solar sobre o plano considerado. Esses programas são especialmente úteis para sistemas instalados em ambiente urbano e/ou que ocupam áreas extensas.
- **Monitoramento e controle:** Sistemas de comunicação entre os sistemas fotovoltaicos e centrais de controle permitem que os dados de desempenho sejam analisados, em alguns casos, inclusive em tempo real, e ações sejam tomadas. Os programas de monitoramento e controle permitem a análise das informações provenientes da planta monitorada e a execução de eventuais ações preventivas, corretivas ou de otimização da operação.
- **Curvas de Carga:** Programas auxiliares podem ser utilizados para uma composição da curva de carga a partir das especificações técnicas das cargas e de seus regimes de utilização.
- **Cabeamento:** Em função das correntes que circulam em cada parte do circuito, das características dos condutores, dos circuitos elétricos e do nível admissível de perdas, esses programas auxiliam na escolha da bitola dos condutores.
- **Dados meteorológicos:** Antes de iniciar qualquer análise, é importante obter-se uma fonte confiável de dados meteorológicos e climáticos, assunto já abordado no Capítulo 2. Esses programas podem auxiliar na escolha da orientação do painel.
- **Sistemas híbridos:** A geração fotovoltaica também pode estar associada a outras tecnologias de geração de energia elétrica em configurações híbridas. Ferramentas específicas estão disponíveis para a análise da integração de diversas fontes.

Existem inúmeras ferramentas específicas para dimensionamento e/ou simulação de sistemas fotovoltaicos disponíveis no mercado e em instituições de ensino e pesquisa. Enfatiza-se que essas ferramentas servem para automatizar o processo de cálculo, tornando-os mais precisos e, dessa forma, auxiliar o projetista. Contudo, elas não tornam dispensáveis os conhecimentos básicos da área, por

parte do projetista. Esse conhecimento é necessário para a correta utilização dessas ferramentas, bem como para a interpretação dos resultados por elas fornecidos.

A seguir são descritas sucintamente algumas ferramentas computacionais utilizadas para elaboração de projetos fotovoltaicos.

6.6.1 - Homer

A versão 2.0 do *Hybrid Optimization Model for Electric Renewable* (Homer) desenvolvido nos EUA, no *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), laboratório do US DoE (*Department of Energy*), foi apresentada no ano 2000. Pode simular sistemas conectados à rede, isolados ou híbridos, combinando diferentes tipos de geração: eólica, biogás, microturbinas, células a combustível, etc. Também determina o rejeito de calor gerado pelo sistema, visando atender a cargas térmicas. O Homer é muito utilizado por projetistas no Brasil para simulações de sistemas isolados pois apresenta uma interface amigável com o usuário.

O Homer possui descrições de modelos simplificados de sistemas, realiza cálculos em base de tempo horária para centenas de configurações, apresentando-os de acordo com o custo. Permite a otimização de parâmetros técnicos específicos, assim como resultados detalhados de cada configuração. Entre os resultados, o Homer apresenta gráficos de estado de carga das baterias, tensão, energia produzida e consumida etc. ao longo do tempo de simulação, que é feita em base anual.

O programa inclui os dados climatológicos de 239 localidades nos EUA, podendo-se também inserir os valores médios mensais de irradiância ou coeficiente de transparência atmosférico (k_{tm}) obtidos de outras fontes, com os quais se geram sinteticamente dados horários de radiação utilizando o método de Graham (1990). Ao selecionar a potência do painel, o usuário deve inserir um "*Derating Factor*", que considera as múltiplas perdas que possam ocorrer nos geradores. Este fator é determinante nos cálculos e é fundamental estimá-lo adequadamente, já que, apesar de sua importância, o programa não impõe nenhuma restrição.

6.6.2 - Hybrid2

Em 1996, a universidade de Massachusetts e o NREL apresentaram a primeira versão do Hybrid2. A função principal deste programa é a simulação detalhada de sistemas isolados híbridos, diferenciando-se do Homer no refinamento do sistema e propriedades adicionais.

O programa leva a um detalhado exame da configuração do sistema. A simulação pode ser feita em base horária ou minuto a minuto. Possui uma base de dados que contém 150 tipos de geradores eólicos, módulos fotovoltaicos, baterias e geradores a diesel.

O programa não é muito "amigável" (*user friendly*) e suas principais desvantagens são: dificuldade na modelagem dos equipamentos de geração, pois nem sempre os dados necessários são

fornecidos pelo fabricante; instabilidade do programa em função dos dados de entrada, e; não há equipe de suporte do programa ou para continuidade de desenvolvimento.

6.6.3 - RETScreen

O RetScreen é um programa de análise para projetos de energias renováveis desenvolvido como planilha de cálculo no programa Excel da Microsoft, pelo *Minister of Natural Resources* do Canadá. É um aplicativo de dimensionamento de sistemas. Este programa engloba as áreas: fotovoltaica, eólica, pequenas centrais hidrelétricas, aquecimento solar de ar e água, biomassa e bombas geotérmicas.

O *software* RETScreen é utilizado para a realização de estudos preliminares. Na área fotovoltaica, pode determinar para os três tipos básicos de aplicações (sistemas conectados à rede, sistemas isolados e bombeamento de água) os custos de produção de energia e redução de gases emitidos. Configurações de sistemas híbridos simples também podem ser avaliadas. Possui base de dados de radiação para mais de 1.000 localidades no mundo, assim como dados de irradiância para localidades remotas, através de informação de satélites.

6.6.4 - Insel

Desenvolvido pela Universidade de Oldenburg (Alemanha), o *Integrated Simulation Environment Language* (INSEL), é um dos programas mais antigos no mercado.

A nova versão deste programa foi projetada para permitir a inclusão de novos blocos, especialmente na área de aquecimento e resfriamento solar. Com a ajuda de um editor gráfico, o usuário pode construir um diagrama de blocos para a configuração do sistema desejado. Durante esse processo, o usuário tem acesso a um grupo de bibliotecas disponíveis, que incluem: cálculo da radiação, de módulos, inversores, baterias, geradores eólicos e sistemas de bombeamento; além disso, possui uma base de dados que permite conhecer valores médios mensais de irradiação de aproximadamente 2.000 lugares.

6.6.5 - PV- Design Pro

O programa PV- Design Pro foi desenvolvido pela empresa *Maui Solar Energy Software Corporation*; atualmente permite a simulação de sistemas fotovoltaicos isolados, sistemas conectados à rede e sistemas para bombeamento.

Contém uma base de dados de radiação solar abrangendo mais de 2.000 lugares no mundo inteiro. Permite a utilização de um programa adicional para a conversão de dados do Meteonorm. Apresenta base de dados com informação sobre inversores, baterias e módulos.

6.6.6 – PV-Sol

O programa PV-Sol Pro, desenvolvido pela empresa *Di Valentin Energy Software*, é utilizado para a análise e simulação de sistemas isolados e conectados à rede.

Permite estudar a configuração de vários geradores e possui uma ampla base de dados de módulos, baterias, inversores e grupos geradores. Permite também a criação de diferentes perfis de carga e, para ter em conta possíveis elementos que interceptem a radiação solar, possui um gerador de sombras.

6.6.7 - PVSyst

O PVSyst foi desenvolvido inicialmente pela Universidade de Genebra (Suíça) e é comercializado atualmente pela companhia PVSyst SA. Permite ao usuário trabalhar em diferentes níveis de complexidade, desde um estágio inicial de representação até um detalhado sistema de simulação. Apresenta também uma ferramenta adicional, tridimensional, que leva em conta as limitações no horizonte e aqueles objetos que possam projetar sombras.

O programa permite importar dados dos programas Meteonorm e TMY2, o que facilita comparar valores simulados com valores medidos. Além disso, tem uma interface para dados e possui base de dados de irradiação de 22 localidades na Suíça e de 200 localidades do resto do mundo. Possui uma ampla base de dados de módulos e inversores. O programa apresenta as perdas do sistema fotovoltaico e a sua taxa de desempenho. É especialmente utilizado para SFCRs.

Se o usuário adicionar o custo de cada componente à base de dados existente, o programa pode projetar os custos de produção de energia em adição a uma série de parâmetros técnicos, fornecidos no fim da simulação.

6.6.8 - SolarPro

Criado em Kyoto, Japão, o programa Solar Pro é um dos poucos produtos que não apenas considera as sombras do horizonte como também bloqueio de radiação por corpos criados pelo usuário. Através de uma animação tridimensional da trajetória aparente diária do Sol e com ferramentas para desenhar objetos tridimensionais, permite considerar a geração de sombras sobre determinadas superfícies. O programa está equipado com uma base de dados de irradiância de 1.600 lugares em 151 países. Realiza um exame da produção de eletricidade, levando em consideração as sombras.

6.6.9 - SolEm

SolEm é um programa que permite simular sistemas fotovoltaicos com base de tempo horária, baseado numa planilha Excel, e permite uma análise detalhada de SFCRs. Como emprega um código

aberto, o usuário pode adaptá-lo às suas necessidades. Implementa componentes que permitem ao usuário seguir o caminho dos cálculos e um editor de sombras para diferentes porcentagens de sombreamento nos vários meses do ano e para distintos ângulos. Contém uma base de dados para 120 localidades de países europeus e também inclui uma interface para importar dados do programa Meteonorm.

6.6.10 - PV F-CHART

PV F-Chart é um programa para projetar e analisar SFVs, que realiza cálculos horários para determinar o comportamento do sistema, através de métodos desenvolvidos na *University of Wisconsin*, tendo em conta as variações da radiação e das cargas.

6.6.11 - PVSIZE

Desenvolvido na Universidade Federal do Rio Grande do Sul, é um programa de simulação de SFIs, com base horária, cuja versão mais recente permite inserir envelhecimento das baterias ao longo dos anos, e apresenta gráficos de estado de carga das baterias e tensão ao longo do tempo, dentre outros resultados.

A Tabela 6.11 mostra o endereço eletrônico para a localização na internet[11] dos programas citados.

Tabela 6.11 - Principais características dos programas pesquisados e suas respectivas páginas na internet.

Nome	Foco do programa	Idioma	Livre ou Pago	Intervalo de Tempo	Componentes da Base de Dados	Endereço na internet
DASTPVPS	SBFV	I	Pago	A, M, D	M, I, C	www.ibom.de
HOMER	SFI, SFCR, SFH	I	Pago	A, M, D, H	B, E, G	www.homerenergy.com
HYBRID2	SFI, SFH	I	Livre	S/I	S/I	http://www.umass.edu/windenergy/research.topics.tools.software.hybrid2.form.php
Insel	ST, SFV	I, A, E	Pago	A, M, D, S, H	M, G, B, I CC, C, D	www.inseldi.com
PV-DesignPro	SFI, SFCR, SFH	I, E	Pago	A, M, D, H	M, E, G, B, I, C	http://www.mauisolarsoftware.com

[11] Ressalta-se que os endereços citados estavam disponíveis durante a elaboração deste Manual, entretanto essa disponibilidade na internet é algo dinâmico e fora do controle dos autores.

Tabela 6.11 - Principais características dos programas pesquisados e suas respectivas páginas na internet (Continuação).

Nome	Foco do programa	Idioma	Livre ou Pago	Intervalo de Tempo	Componentes da Base de Dados	Endereço na internet
PV*SOL	SFI, SFCR, SFH	I, A, E, F	Pago	A, M, D, S, H	M, G, B, I, CC, C	www.valentin.de
PVSyst	SFI, SFCR, SFH	I	Pago	A, M, D, H	M, G, EA, B, I, CC, C	www.pvsyst.com
RETScreen	SFI, SFCR, SFH	I, F	Livre	A	G	http://www.retscreen.net/
SolarPro	SFI	I, J	Pago	A, M, D, H	M, G	www.lapsys.co.jp/english/index.html
SolEm	SFCR	A	Pago	A, M, D, H	M, G, I	www.solem.de
PV F-CHART	SFI	I	Pago	H	G	http://www.fchart.com/
PVSize	SFI	P	Livre	A, M, D, S, H	M, G, T, B,I,CC,C	http://www.solar.ufrgs.br

Legenda:

S/I- Sem informação.

Idioma: I: Inglês, A: Alemão, E: Espanhol, F: Francês, J: Japonês, P: Português.

Intervalo de tempo: A: ano, M: mês, S: semana, D: dia, H: hora.

Foco do programa: SFI: sistema fotovoltaico isolado, SFCR: sistema fotovoltaico conectado à rede, SFH: sistema híbrido, SBFV: sistemas de bombeamento fotovoltaico, ST: sistemas térmicos em geral, SFV: sistemas fotovoltaicos em geral.

Base de dados de componentes: M: módulos fotovoltaicos, G: irradiância e temperatura, B: bateria, I: inversor FV, CC: controlador de carga, C: consumo, E: gerador eólico, D: gerador diesel, CS: coletores solares, BM: biomassa, A: gerador hidráulico, EA: energia auxiliar.

Outros programas para cálculo de sistemas de aproveitamento solar podem ser encontrados através dos *links* relacionados abaixo:

- NREL: pvwatts.nrel.gov (ferramenta livre, somente para SFCRs)
- NREL: https:/sam.nrel.gov (ferramenta livre)
- CENSOLAR: http://www.censolar.com/menu10.htm#software
- EERE: http://apps1.eere.energy.gov/buildings/tools_directory/subjects.cfm/pagename=subjects/pagename_menu=whole_building_analysis/pagename_submenu=renewable_energy
- PVRESOURCES: http://www.pvresources.com/SiteAnalysis/Software.aspx
- IN BALANCE ENERGY: http://www.inbalance-energy.co.uk/articles/free_solar_pv_calculators_tools_software.html

Estas fontes não esgotam as ferramentas disponíveis e são apenas uma tentativa de apresentar ao leitor alguns programas utilizados.

6.7 – Apresentação do projeto

A apresentação de um projeto técnico não se atém apenas ao dimensionamento do sistema. Deve-se apresentar uma lista de itens, que podem ser mais ou menos complexos em função da potência do projeto e da sua forma de execução. Um projeto que é objeto de uma licitação pública, por exemplo, deve necessariamente apresentar um projeto básico, conforme determinação da Lei 8.666. Serão descritos dois tipos de projeto: básico e executivo, nos itens 6.7.1 e 6.7.2, que são os tipos mais usuais em sistemas de engenharia. Independentemente de ser realizada licitação para compra de materiais e serviços ou apenas uma consulta a empreendedores, é comum haver um contrato entre o proprietário/usuário do sistema e o prestador do serviço. No item 6.7.3 são apresentados itens de garantia recomendados a constar num contrato desse tipo.

6.7.1 – Projeto Básico

O Projeto Básico é o conjunto de elementos necessários e suficientes, com nível de precisão adequado para caracterização da obra ou do serviço a ser executado, atendendo às normas cabíveis e à legislação, elaborado com base em estudos preliminares que assegurem a viabilidade e o adequado tratamento ambiental do empreendimento. Deve estabelecer as características, dimensões, especificações e as quantidades de serviços e de materiais, custos e tempo necessários para execução da obra.

Todos os elementos que compõem o Projeto Básico devem ser elaborados por profissional legalmente habilitado, sendo indispensável o registro da respectiva Anotação de Responsabilidade Técnica do CREA, identificação do autor e sua assinatura em cada um dos documentos produzidos.

O Projeto Básico deve compreender: desenhos (diagramas, plantas etc), memória descritiva e de cálculo, especificação técnica, orçamento e cronograma, descritos a seguir.

Desenhos: Representação gráfica do objeto a ser executado, constituída por plantas e diagramas elétricos, obedecendo às normas técnicas pertinentes. As pranchas de desenho deverão possuir identificação contendo: a) Denominação e local da obra; b) Nome da entidade executora; c) Tipo de projeto; d) Data; e) Nome do responsável técnico, número de registro no CREA e sua assinatura.

Memória descritiva e de cálculo: Descrição detalhada do sistema projetado, na forma de texto, incluindo: as condições do local e climáticas, incluindo irradiância; as soluções técnicas e as normas adotadas, bem como suas justificativas e cálculos realizados, necessários ao pleno entendimento do projeto, complementando as informações contidas nos desenhos.

Especificação Técnica: Texto no qual se fixam todas as regras e condições que se deve seguir para a execução da obra. Deve caracterizar individualmente os materiais, equipamentos, elementos componentes, sistemas construtivos e o modo como serão executados cada um dos serviços, os

critérios para a sua verificação, os requisitos de desempenho e de qualidade. Devem ser incluídos os planos de: comissionamento e testes, limpeza do local da obra, obtenção de licenças ambientais e de descarte de baterias (se for o caso). Quando solicitado pelo contratante, pode-se incluir descrição de treinamento e capacitação a serem realizados pela contratada tanto para os usuários do sistema quanto para técnicos de operação e manutenção.

Orçamento: Avaliação do custo total da obra tendo como base preços dos insumos praticados no mercado ou valores de referência. Os levantamentos de quantidades de materiais e serviços são obtidos a partir dos elementos descritos nos itens anteriores. O orçamento deverá ser apresentado em composições de custos unitários e expresso em planilhas de custos e serviços, referenciadas à data de sua elaboração. Cada *composição de custo unitário* define o valor financeiro a ser despendido na execução do serviço e seus preços coletados no mercado, devendo conter, a discriminação de cada insumo, unidade de medida, sua incidência na realização do serviço, preço unitário e custo parcial e o custo unitário total do serviço, representado pela soma dos custos parciais de cada insumo.

Cronograma físico-financeiro: Representação gráfica do desenvolvimento dos serviços a serem executados ao longo do tempo de duração da obra demonstrando, em cada período, o percentual físico a ser executado e o respectivo valor financeiro despendido.

6.7.2 – Projeto Executivo

Após a elaboração do projeto básico e antes de se iniciar a obra, deve ser elaborado o projeto executivo que apresenta o conjunto dos elementos necessários e suficientes à execução completa da obra, de acordo com as normas e legislação pertinentes. O projeto executivo pode sofrer algumas alterações (mas que não descaracterizam o projeto inicial) durante a instalação do sistema e, por isso, após o comissionamento deve ser entregue ao proprietário do sistema o projeto executivo *as built*, ou seja, o projeto executivo “conforme construído”.

O projeto executivo deve ser muito mais detalhado que o projeto básico, já que servirá como base para a execução do projeto, por isso deve apresentar plantas e diagramas detalhados de todas as estruturas e circuitos, bem como os cálculos detalhados de todo o sistema de geração, de proteção, de aterramento etc. e os cálculos estruturais de suportes e de construções civis. Ressalta-se que o detalhamento dos compartimentos, considerando distâncias e ventilação recomendadas para os equipamentos, acesso para manutenção etc., assim como o detalhamento da logística de acesso e transporte ao local são itens fundamentais e não devem ser relegados.

O Projeto executivo deve conter a listagem completa de todos os materiais e equipamentos (fabricante, modelo, norma de certificação) e seus catálogos e manuais, inclusive dos equipamentos de controle, monitoramento e medição do sistema fotovoltaico, quando houver.

É recomendável a apresentação do cronograma detalhado, ou seja, com as atividades desmembradas para facilitar o acompanhamento e supervisão dos serviços e facilitar a resolução de entraves.

6.7.3 – Termos de garantia

O contrato de serviço para instalação de qualquer sistema deve prever uma fase de garantia de funcionamento do sistema e de equipamentos. No caso de sistemas que apresentam uma disponibilidade mínima de energia, o fornecedor deve ainda apresentar garantia de desempenho. Devem ser previstas multas ou procedimentos de correções no caso das garantias não serem cumpridas.

São recomendadas as seguintes garantias:

Garantia de tempo para a conclusão da instalação

Os prazos previstos para conclusão das obras e inicio da operação da planta devem ser garantidos pelo fornecedor contratado. No caso dos prazos para cada marco do projeto não serem cumpridos, deve ser prevista “multa por atraso”. Em contrapartida, também devem ser previstas multas e correções monetárias no caso do fornecedor entregar o serviço no prazo, mas o contratante atrasar o pagamento.

Garantias de fábrica

Deve ser previsto que o fornecedor do serviço/instalação, quando da entrega do sistema ao proprietário, apresente os certificados de garantia de fábrica para os equipamentos do sistema de geração (incluindo o sistema de monitoramento, controle e medição, se houver), considerando os prazos especificados a partir do comissionamento do sistema.

Durante a fase de garantia do sistema, o fornecedor contratado responde por todos os problemas com equipamentos e intermedia o processo com os fabricantes. Recomenda-se que eventuais custos de transporte de equipamentos e de pessoal sejam previstos e definidos como serão rateados.

Garantia do sistema

O fornecedor contratado deve garantir por um prazo acordado não só os equipamentos mas o sistema em seu conjunto contra: erros de projeto, de instalação, de escolha de materiais ou equipamentos; incompatibilidade de funcionamento entre equipamentos; erro na coordenação da proteção; inconsistência da especificação e requisitos de projeto etc. Assim, no período de garantia do sistema deve ser de responsabilidade do fornecedor do serviço a correção de qualquer problema que não tenha sido detectado no comissionamento mas que ficou evidenciado posteriormente como erro de projeto ou de instalação.

Garantia de desempenho da planta fotovoltaica

As garantias de desempenho podem variar em função do sistema fotovoltaico ser ou não conectado à rede. Tais garantias são mais comuns em sistemas conectados à rede, especialmente em plantas comerciais para venda de energia. As garantias de desempenho da planta fotovoltaica podem incluir:

a) Capacidade de geração fotovoltaica instalada no momento do comissionamento, onde a potência medida dos módulos e a geração verificada no comissionamento não podem apresentar valores inferiores a tolerâncias definidas em contrato.

b) Funcionamento pleno do sistema de monitoramento.

c) Disponibilidade mínima de funcionamento da planta durante o período de garantia, supondo que os sistemas estão sendo operados e mantidos conforme os manuais de operação e manutenção ou que não há faltas na rede (no caso de sistemas conectado à rede de distribuição).

d) Taxa de desempenho do sistema – TD (em inglês, PR – *Performance Ratio*) durante o período de garantia pela planta. A TD é uma grandeza para a avaliação do desempenho global do sistema, descrita no item 6.4.1. Enquanto não é implantado o sistema é calculada por simulação, em alguns dos programas computacionais listados no item 6.6. A TD pode variar ao longo dos anos, mas a degradação do sistema não deve ser superior a 0,5 % ao ano. Conforme NREL (2005), a Taxa de Desempenho pode ser calculada da seguinte forma:

$$TD\ [\%] = \frac{(E_{FV}/I_{rT}).100\%}{Ef_{STC}[\%]} \qquad (6.35)$$

Onde:
E_{FV} (kWh/mês ou kWh/ano) - é a energia produzida pelo sistema e injetada na rede durante o período de avaliação, normalmente no mês ou no ano;
I_{rT} (kWh/mês ou kWh/ano) - é a irradiação total incidente na área do painel fotovoltaico e no plano de instalação do mesmo;
Ef_{STC} (%) - é a eficiência nominal dos módulos fotovoltaicos nas condições padrão de ensaio (STC).

6.8 – Referências

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 3, Acesso ao Sistema de Distribuição**. 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482/2012**.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 493/2012**.

BURGER, B.; RÜTHER, R. **Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature**. Solar Energy, Issue 1, v. 80, 2006. p. 32-45.

CERON – Pregão 043/2012 - Projeto Basico do Parintins Anexo_I do Termo de Referência PE_043_2012. (Projeto básico para licitação de sistemas fotovoltaicos conectados a rede na cidade de Parintins, AM. Projeto P&D de Smart Grid em Parintins das Distribuidoras da Eletrobras.) Consultado em http://www.eletrobrasrondonia.com/www/cfms_licit/cons_edt.cfm?tipo=Preg%C3%A3o, em junho de 2013.

Comissión Europea DG XII, **Manual de Energización Rural Mediante Energia Fotovolta**ica, 1996.

CONFEA. **Resolução Nº 361**, de 10 de dezembro de 1991. Consultada em http://normativos.confea.org.br/downloads/0361-91.pdf, em dezembro de 2013.

CREDER, H. **Instalações hidráulicas e sanitárias**. 6. ed. LTC, 2006.

DGS. **Planning and installing photovoltaic systems - A guide for installers, architects and engineers**. Berlin, German: Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie - The German Solar Energy Society, 2008.

DIAS, J. B. **Instalação fotovoltaica conectada à rede: Estudo experimental para otimização do fator de dimensionamento**. Porto Alegre, Brasil: Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul - PROMEC/UFRGS, 2006.

DIAZ, P. **Confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos autônomos: Aplicación a la electrificación rural**. Madrid, España: Tese de Doutorado, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación del Universidad Politécnica de Madrid, 2003. 209 p.

DUFFIE, J. A.; BACKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal process**. Jonh Wiley & Sons, 1991.

DUNLOP, J. (National Joint Apprenticeship and Training Committee for the Electrical Industry). **Photovoltaic Systems**. 1a ed. USA: American Technical Publishers, Inc., 2007. 452 p.

EGIDO, M.; LORENZO, E. **The sizing of stand-alone PV-systems: a review and a proposed new method**. Solar Energy Materials and Solar Cells, v. 26, 1992. p. 51-69.

FAO, Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, **Las Necessidades de Água de los Cultivos** - Caderno Técnico No. 24, 1977.

FILHO, G. F. P. **Ferramenta Computacional para Dimensionamento e Avaliação de desempenho e Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Belém, Brasil: Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Pará, 2012.

GTEF - Grupo de Trabalho de Energia Solar Fotovoltaica. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos** (diversos autores). 2. ed. GTEF- CRESESB/CEPEL, 1999.

HUSSIN, M. Z.; OMAR, A. M.; ZAIN, Z. M.; SHAARI, S.; ZAINUDDIN, H. **Design impact of 6.08 kWp grid-connected photovoltaic system at Malaysia Green Technology Corporation**. International Journal of Electrical and Electronic Systems Research, v. 5, 2012.

IBRAOP - Instituto Brasileiro de Auditoria de Obras Públicas. **Orientação Técnica OT - IBR 001/2006: PROJETO BÁSICO**. Primeira edição: 07/11/2006. Consultada em http://www.ibraop.org.br/media/orientacao_tecnica.pdf, em dezembro de 2013.

IEA - International Energy Agency. **Cost and performance trends in grid-connected photovoltaic systems and case studies**. 2007.

JIANG, Z.; BRUNDLINGER, R.; BETTS, T. R.; GOTTSCHALG, R. **Effect of module degradation on inverter sizing**. San Diego, California, USA: Proceedings of the 33th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2008. p. 1-6.

KNAUPP, W. **Optimizing System Planning**. Photon International, 9, 2003.

MACÊDO, W. N. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. São Paulo, Brasil: Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo. Brasil, 2006. 183 p.

MACÊDO, W. N. **Estudo de sistemas de geração de eletricidade utilizando as energias solar fotovoltaica e eólica**. Belém, Brasil: Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Pará, 2002.

MACÊDO, W. N.; ZILLES, R. **Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF)**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Issue 4, v. 15, 2007. p. 337-352.

MARINI, J. A.; ROSSI, L. A. **Suprimento de eletricidade por meio de painel fotovoltaico: Programa computacional para dimensionamento**. São Paulo, Brasil: V CLAGTEE - Congresso Latino Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, 2003.

MESSENGER, R.; VENTRE, J. **Photovoltaic systems engineering**. 2. ed. Boca Raton, Florida, USA: CRC Press LLC, 2000.

MME-ELETROBRAS-EPE. **Relatório do Grupo de Trabalho - Especificações dos Projetos de Referência no âmbito do Programa Luz para Todos**. 2013. (Relatório restrito, não publicado)

NOTTON, G.; LAZAROV, V.; STOYANOV, L. **Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations**. Renewable Energy, Issue 2, v. 35, 2010. p. 541-554.

NREL - National Renewable Energy Laboratory (Pless, S.; Deru M.; Torcellini, P.; Hayter, S.). 2005. **Technical Report NREL/TP-550-38603 Procedure for Measuring and Reporting the Performance of Photovoltaic Systems in Buildings**. October 2005. Consultado em http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/38603.pdf, em dezembro de 2013.

OLIVEIRA, S. H. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autônomos: Ênfase na eletrificação de residências de baixo consumo**. São Paulo, Brasil: Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, 1997.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. D.; RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos, Brasil: INPE, 2006.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia**. 1. ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

PRASAD, D.; SNOW, M. **Designing with solar power - A source Book for Building Integrated Photovoltaics (BIPV)**. Australia: Images Publishing, 2005.

PROCEL, PROCEL INFO: Dicas de economia de energia, Tabela de estimativa de consumo de eletrodomésticos, consultada em http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View={E6BC2A5F-E787-48AF-B485-439862B17000}, em 9 de janeiro de 2014.

PROGRAMA ALTENER. **Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. Projeto GREENPRO. Portugal. Janeiro de 2004.

RUTHER, R.; DEL CUETO, J.; TAMIZH-MANI, G.; MONTENEGRO, A. A.; RUMMEL, S.; ANDERBERG, A.; VON ROEDERN, B. **Performance test of amorphous silicon modules in different climates - year four: Progress in understanding exposure history stabilization effects**. San Diego, California, USA: Proceedings of the 33th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2008.

RUTHER, R.; NASCIMENTO, L.; JUNIOR, J. U.; PFITSCHER, P.; VIANA, T. **Long-term performance of the first grid-connected, building-integrated, thin-film amorphous silicon PV installation in Brazil**. Honolulu, HI, USA: Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2010a.

RUTHER, R.; NASCIMENTO, L.; URBANETZ, J. **Performance assessment of a microcrystalline Si PV installation in a warm climate**. Honolulu, HI, USA: Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2010b.

SANDIA - Sandia National Laboratories, Photovoltaic Design Assistence Center. **Stand-alone photovoltaic systems - A handbook of recommended design practices**. 1991.

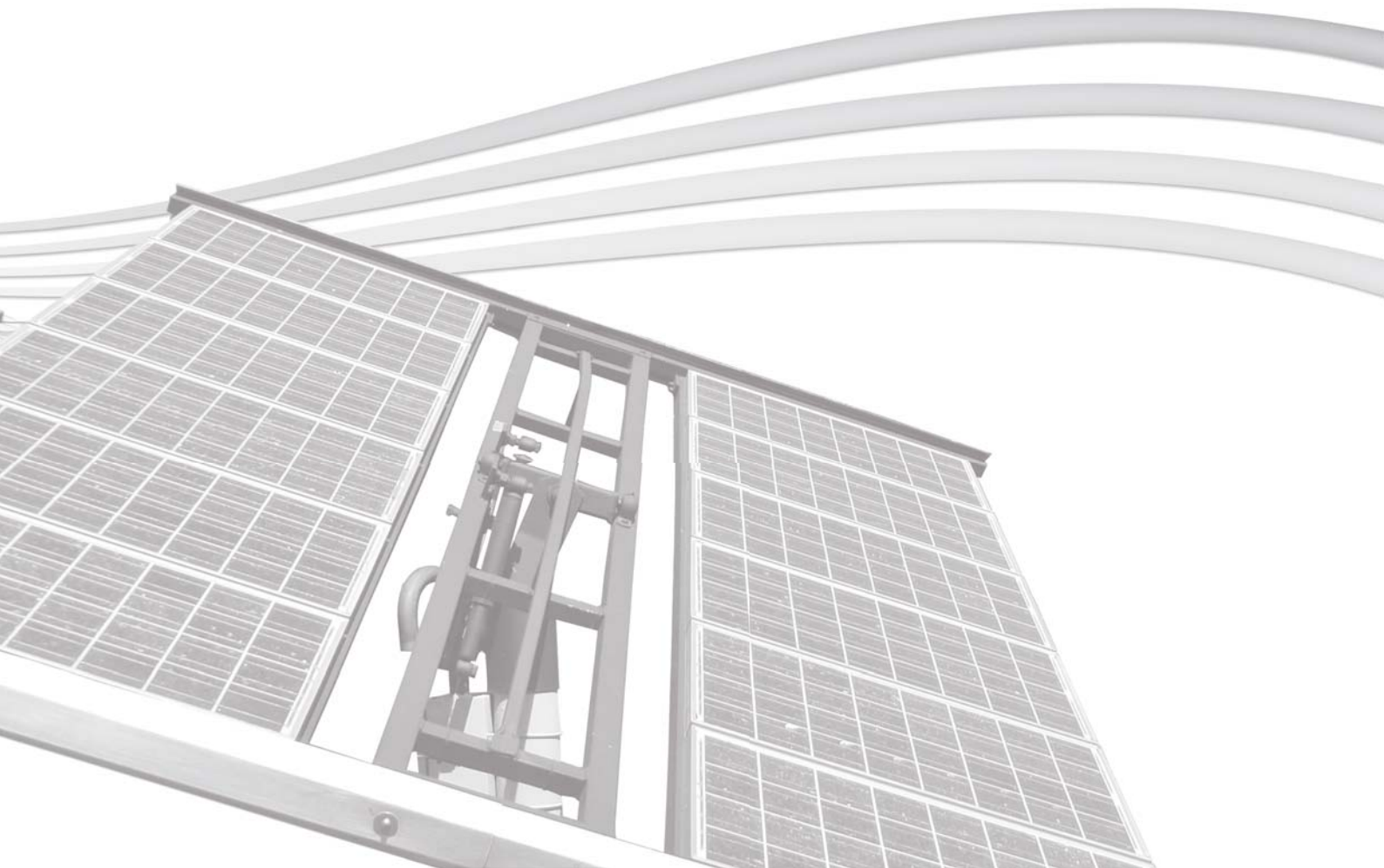
SANTOS, J. C. V. **PV-CODE: a dedicated computer program for teaching and research purposes**. India: Sixth International Symposium on Renewable Education, 1998.

SMA. **Sunny Family - The Future of Solar Technology**. 2010/2011.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo, Brasil: Oficina de Texto, 2012.

ZOMER, C. D.; NASCIMENTO, L. R. D.; JUNIOR, J. U.; OKUDA, B.; FLORES, F.; RÜTHER, R. **Geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas: compromissos entre forma e função**. São Paulo, Brasil: Anais do IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES, 2012.

CAPÍTULO 7

INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E RECOMENDAÇÕES DE SEGURANÇA

CAPÍTULO 7 – INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E RECOMENDAÇÕES DE SEGURANÇA

Segundo estudo sobre principais falhas e suas causas do Projeto de 1.000 sistemas fotovoltaicos (SFCR) instalados em telhados na Alemanha, entre 1991 e 1995 - período em que esse tipo de sistema ainda era incipiente no país (similar ao período atual no Brasil) - constatou-se que quase 40% das falhas ocorridas foram devidas a problema na instalação e outros 30% por erros de projeto. Os sistemas fotovoltaicos instalados no âmbito do Programa Luz para Todos, principalmente os MIGDIs, também apresentaram muitos problemas de instalação. Esses fatos ressaltam que para um bom resultado não são suficientes um bom dimensionamento e a especificação de equipamentos de qualidade, mas sim, o bom gerenciamento da qualidade do projeto e da instalação como um todo; por isso é fundamental critérios e especificações bem definidos para todas as etapas do processo.

Os instaladores de um SFV devem estar familiarizados com as medidas de segurança aplicáveis a cada projeto, conforme indicado pelas normas vigentes e recomendações dos fabricantes. Dependendo do caso, a instalação pode envolver a integração de vários profissionais como carpinteiro e pedreiro, para construção ou adaptação da fundação e estrutura de suporte para os equipamentos, e eletricista, para instalação dos vários componentes do sistema. Estes devem ser supervisionados por um profissional qualificado em Energia Solar Fotovoltaica, adequadamente treinado e com comprovada experiência, garantindo que a instalação ocorra de forma correta e sem riscos, com o devido cumprimento das normas técnicas aplicáveis. A presença do profissional qualificado facilita a solução de possíveis problemas que comumente surgem durante o processo de instalação.

Pelo fato de muitas instalações de SFVs serem frequentemente realizadas em locais distantes e/ou de difícil acesso, deve-se planejar, organizar e transportar todos os materiais, ferramentas, equipamentos e pessoal que serão necessários à execução dos serviços, a fim de evitar eventuais atrasos e custos adicionais desnecessários. Todos os componentes que podem ser montados previamente em oficinas devem ser transportados preferencialmente já preparados, exceto quando esta pré-montagem comprometa a logística de transporte.

Para facilitar e agilizar o processo de instalação, sugere-se dividi-lo nas fases de pré-instalação e instalação. Durante a fase de pré-instalação, a atenção do projetista deve estar voltada para o dimensionamento e seleção de acessórios (suportes, cabeamento, terminais etc.), configuração (*layout*) do local, pré-montagem e estimativas do tempo para instalação, das obras civis necessárias e das condições climáticas no momento do trabalho. A instalação propriamente dita envolve a montagem e o comissionamento (inspeções e testes) do SFV, que devem ser realizados no local definitivo, de forma rápida, eficiente e segura. A instalação bem planejada e executada proporciona a proteção devida às pessoas e garante aos SFVs confiabilidade e bom desempenho, resultando na satisfação do usuário.

O texto apresentado a seguir descreve procedimentos relativos à instalação dos vários componentes de um SFV. Salienta-se que alguns destes componentes estão presentes somente em determinadas configurações de sistema, como é o caso das baterias e os controladores de carga, indispensáveis aos sistemas isolados e das motobombas, presentes nos sistemas de bombeamento de água.

7.1 – Recomendações Gerais sobre Segurança

Para instalação dos SFVs é aconselhável seguir normas e recomendações técnicas nacionais relacionadas ao processo de instalação. Na falta destas, deve-se consultar normas internacionais. É importante que as normas utilizadas sejam aquelas vigentes na época da sua utilização.

As Tabelas 7.1 e 7.2 apresentam, respectivamente, as principais normas brasileiras e internacionais recomendadas para consulta, de acordo com a configuração do sistema, em vigor até a data da publicação deste manual.

Tabela 7.1 – Normas nacionais recomendadas para consulta.

Org.	Código	Título	Descrição	Aplicação
ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas	NBR 5410:2004	Instalações elétricas de baixa tensão	Estabelece as condições a que devem satisfazer as instalações elétricas de baixa tensão, a fim de garantir a segurança de pessoas e animais, o funcionamento adequado da instalação e a conservação dos bens.	Sistema isolado, bombeamento de água, híbrido e conectado à rede.
	NBR 5419:2005	Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas	Fixa as condições de projeto, instalação e manutenção de sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), para proteger as edificações e estruturas contra a incidência direta de raios. A proteção se aplica também contra a incidência direta de raios sobre os equipamentos e pessoas no interior dessas edificações e estruturas, ou no interior da proteção imposta pelo SPDA instalado.	Sistema isolado, bombeamento de água, híbrido e conectado à rede.
	NBR 15389:2006	Bateria de chumbo-ácido estacionária regulada por válvula - Instalação e montagem	Fixa os requisitos para projeto de instalação e procedimentos para armazenagem, montagem, ativação e aceitação de baterias de chumbo-ácido reguladas por válvula para aplicações estacionárias, bem como requisitos de segurança e de instrumentação.	Sistema isolado e híbrido.
	NBR IEC 62116:2012	Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica	Fornece um procedimento de ensaio para avaliar inversores utilizados em SFCRs quanto ao desempenho das medidas de prevenção de ilhamento.	Sistema conectado à rede.
	NBR 16149:2013	Sistemas fotovoltaicos – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição	Estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia.	Sistema conectado à rede.

Tabela 7.1 – Normas nacionais recomendadas para consulta (continuação).

Org.	Código	Título	Descrição	Aplicação
ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas	NBR 16150:2013	Sistemas fotovoltaicos — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade	Especifica os procedimentos de ensaio para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos da ABNT NBR 16149.	Sistema conectado à rede.
	NBR 16274:2014	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho	Estabelece as informações e a documentação mínimas que devem ser compiladas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Também descreve a documentação, os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema.	Sistema conectado à rede. (Pode ser usada parcialmente para sistemas isolados.)
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica	PRODIST	Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição	Estabelece as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso do sistema de distribuição, não abrangendo as demais instalações de transmissão, e define os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes.	Sistema conectado à rede.
Inmetro -Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia	Portaria 004/2011	Requisitos de avaliação da conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria)	Estabelecer os critérios para o Programa de Avaliação da Conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica, através do mecanismo da Etiquetagem, para utilização da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia - ENCE, atendendo aos requisitos do Programa Brasileiro de Etiquetagem - PBE, visando a eficiência energética e adequado nível de segurança.	Sistemas fotovoltaicos isolado e conectado à rede.
MTE - Ministério do Trabalho e Emprego	NR-10	Segurança em instalações e serviços em eletricidade	Estabelece os requisitos e condições mínimas, objetivando a implementação de medidas de controle e sistemas preventivos, de forma a garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores que, direta ou indiretamente, interajam com instalações elétricas e serviços de eletricidade.	Sistema isolado, para bombeamento de água, híbrido e conectado à rede.
	NR-35	Trabalho em altura	Estabelece os requisitos mínimos e as medidas de proteção para o trabalho em altura, envolvendo o planejamento, a organização e a execução, de forma a garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores envolvidos direta ou indiretamente com esta atividade.	Sistema isolado, para bombeamento de água, híbrido e conectado à rede, dependendo da forma de instalação do gerador fotovoltaico.

Tabela 7.1 – Normas nacionais recomendadas para consulta (continuação).

Org.	Código	Título	Descrição	Aplicação
Concessionárias	Normas Técnicas (*Várias*)	Requisitos para a conexão de Micro e Minigeração ao Sistema de Distribuição	Descrição geral: reúne e sistematiza os requisitos pertinentes às novas conexões ou alteração de conexões existentes, de consumidores que façam a adesão ao sistema de compensação de energia, ao sistema de distribuição em baixa tensão da "Concessionária Local".	Sistema conectado à rede.

Tabela 7.2 – Normas internacionais recomendadas para consulta.

Org.	Código	Título	Descrição	Aplicação
IEC - *International Electrotechnical Commission*	60364-7-712:2002	*Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems*	Aplica-se às instalações elétricas dos sistemas de abastecimento de energia fotovoltaica, incluindo sistemas com módulos c.a.	Sistema isolado, bombeamento de água, híbrido e conectado à rede.
	TS 62257-1 a 62257-9 (vários anos: 2004 a 2013)	*Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification*	Especifica os requisitos gerais para o projeto e para a segurança relacionados a sistemas fotovoltaicos e híbridos utilizados em sistemas de eletrificação rural descentralizada.	Sistema isolado, bombeamento de água e híbrido.
	62109-2:2011	*Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters*	Cobre as necessidades específicas de segurança relevantes aos inversores de tensão, bem como a outros equipamentos que executam esta função em SFV.	Sistema isolado, bombeamento de água, híbrido e conectado à rede.
	61000-6-1:2005	*Eletromagnetic Compatibility (EMC) - Generic Standards – Immunity for residential, commercial and light-industrial environments*	Define ensaios para dispositivos elétricos para imunidade em relação a perturbações conduzidas e irradiadas, incluindo descargas eletrostáticas.	Sistema isolado e conectado à rede.
	62485-2	*Safety requirements for secondary batteries and battery installations-Part 2: Stationary batteries*	Fornece requisitos de segurança para instalação de baterias estacionárias.	Sistema isolado e híbrido.
	61724: 1998:	*Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis*	Fornece diretrizes para avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos	Sistemas fotovoltaicos
IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*	937-2007	*Recommended practice for installation and maintenance of lead-acid batteries for photovoltaic (PV) systems*	Fornece considerações de projeto e procedimentos para o armazenamento, localização, montagem, ventilação e manutenção de baterias de chumbo-ácido para SFVs. Precauções de segurança e considerações de instrumentação também são incluídas.	Sistema isolado e híbrido.
	450-2002	*Recommended practice for maintenance, testing and replacement of vented lead-acid batteries for stationary applications*	Fornece considerações de procedimentos para manutenção, testes e substituição de baterias de chumbo-ácido ventiladas estacionárias.	Sistema isolado e híbrido.

Deve-se também seguir os procedimentos de instalação e operação contidos na documentação técnica (manual) dos equipamentos. A seguir, são apresentadas algumas sugestões gerais de segurança para auxiliar na instalação adequada dos SFVs:

- Estabelecer e fazer cumprir os procedimentos de segurança de pessoas e dos equipamentos, conforme as normas técnicas vigentes.
- Seguir os códigos locais para instalações elétricas, caso existam.
- Para os SFCR, seguir as normas de conexão dos sistemas à rede elétrica elaboradas pelas concessionárias locais de distribuição.
- Restringir o acesso à área de trabalho.
- Nos ambientes onde os equipamentos forem instalados, afixar placas de advertência quanto ao perigo de choque elétrico (Figura 7.1) e restrição de acesso por pessoas não autorizadas (Figura 7.2). Para sistemas fotovoltaicos conectados à rede[1], recomenda-se, ainda, instalar próximo ao padrão de entrada de energia uma placa de advertência quanto ao risco de choque elétrico devido à geração própria (Figura 7.3).
- Manter permanentemente fechada a porta de acesso aos ambientes onde forem instalados os controles, equipamentos de condicionamento de potência, instrumentos de medição e baterias. Esta medida busca controlar o acesso de pessoal ao ambiente e protegê-lo da umidade, poeira, insetos etc.
- Realizar o aterramento elétrico das instalações, dos equipamentos e das estruturas metálicas.
- Instalar dispositivos de proteção elétrica adequados para equipamentos e para o ser humano.
- Proteger os terminais das baterias, a fim de prevenir contato acidental e/ou curto-circuito.
- Cobrir o gerador fotovoltaico com uma manta ou uma cobertura opaca, quando possível, ao se trabalhar no sistema, para reduzir o risco de um choque elétrico ou curto-circuito.
- Disponibilizar manuais básicos de segurança, operação e manutenção aos usuários do sistema.
- Fixar, em local visível, instruções para desconectar a energia do equipamento antes da realização de serviços de manutenção, e para sua reconexão após o término desses serviços.
- Em microsistemas, disponibilizar na edificação onde ficam os equipamentos de condicionamento de potência e de controle e baterias, equipamento de proteção individual (EPI) para manipulação de baterias e extintor de incêndio adequado.
- Retirar todos os objetos pessoais metálicos antes dos trabalhos em instalações elétricas.

---

[1] Deve-se ter atenção especial quanto às especificidades de instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, sugere-se consultar as normas pertinentes e, em especial, os procedimentos estabelecidos pela concessionária para conexão do sistema de autoprodução de energia ao seu sistema de distribuição.

Figura 7.1 – Exemplo de placa de advertência de risco de choque elétrico.

Figura 7.2 – Exemplo de placa de advertência de acesso restrito.

Figura 7.3 – Exemplo de placa de advertência de risco de choque elétrico devido à geração própria de sistemas conectados à rede.

Cabe lembrar que algumas configurações de SFVs podem apresentar níveis de tensão e corrente letais. Apesar da baixa tensão dos módulos fotovoltaicos, a conexão de vários em série ou o erro de uma conexão pode representar um grande perigo. As baterias, quando presentes no sistema, também requerem extremo cuidado no manuseio, pois podem conter elementos perigosos em sua composição química, além de sua alta densidade de energia.

Os cuidados com relação ao manuseio de módulos fotovoltaicos e baterias são tratados nos itens 7.2.1 e 7.3.1, respectivamente. Informações adicionais podem ser consultadas no Capítulo 8.

7.2 – Módulos Fotovoltaicos

7.2.1 – Recomendações sobre segurança no manuseio e instalação de módulos fotovoltaicos

As pessoas que manuseiam e instalam módulos fotovoltaicos devem conhecer as medidas de segurança e seguir as normas e recomendações técnicas pertinentes. A falta de observação dessas normas pode resultar em riscos potenciais a pessoas e equipamentos. Sugere-se consultar as normas[2] apresentadas nas Tabelas 7.1. e 7.2 e os manuais dos módulos.

A seguir, são apresentadas algumas sugestões de segurança para o trabalho apropriado e seguro com os módulos:

- Remover quaisquer joias ou adereços do pescoço, mãos e pulsos antes do trabalho.
- Vestir roupas e usar equipamentos de proteção adequados ao trabalho e em bom estado de conservação (camisa, calça, cinto de segurança, capacete, máscara, luvas, calçado, entre outros).
- Sempre usar ferramentas adequadas, secas e com cabos isolados, para montar o gerador fotovoltaico.
- Utilizar equipamentos de teste e medição de grandezas elétricas (por exemplo, um multímetro) para conferência da montagem.
- Não trabalhar sozinho, tendo sempre alguém por perto, que possa auxiliar na atividade e, principalmente, em caso de acidentes.
- Durante a realização das conexões elétricas, impedir que a radiação solar incida sobre o gerador fotovoltaico. Para isso, deve-se cobri-lo com uma manta ou outra cobertura opaca.
- Descarregar a eletricidade estática do corpo, tocando um condutor aterrado antes de tocar os terminais dos módulos, especialmente em locais e dias de clima seco.
- Fazer as conexões elétricas respeitando sempre a polaridade e as instruções do fabricante.

[2] Antes de iniciar a consulta das normas elencadas, deve-se atentar à configuração do sistema e à forma de instalação do gerador fotovoltaico.

- Evitar contatos indesejados de pessoas, animais ou outros objetos com o módulo. Apesar da relativa rigidez de sua estrutura, choques mecânicos podem resultar em danos ao vidro de proteção e até mesmo às células fotovoltaicas.
- Instalar uma cerca ao redor do gerador fotovoltaico, caso o local onde ele esteja situado possa ser facilmente acessado por pessoas não autorizadas ou animais.

7.2.2 – Localização do gerador fotovoltaico

Um aspecto importante a examinar durante o processo de pré-instalação é a melhor localização do gerador fotovoltaico. Em geral, não existem restrições quanto ao local de instalação, pois os módulos são equipamentos desenvolvidos para resistir ao tempo (sol, chuva, geadas etc.) durante vários anos. Recomenda-se apenas que o mesmo seja instalado em local com boa incidência de radiação solar e o mais próximo possível das baterias e cargas. Esta última recomendação tem o compromisso de minimizar as perdas devido à queda de tensão nos cabos. A primeira, mesmo sendo obvia, merece bastante cuidado durante sua avaliação, uma vez que o sombreamento provocado por prédios, árvores, cercas, postes, dentre outros objetos do entorno, pode reduzir significativamente o potencial de geração do sistema.

O gerador fotovoltaico deve ser colocado suficientemente distante de objetos que possam encobrir a luz do sol, para que nenhuma sombra ocorra especialmente nas horas de melhor irradiância, usualmente entre 9 e 15 horas. A Equação 7.1 apresenta um método para estimar a distância mínima que o gerador fotovoltaico deve ser colocado da fonte de sombreamento. Cabe salientar que o referido método fornece uma estimativa simples e conservadora, pois considera que a sombra do obstáculo cobre por igual todo o gerador fotovoltaico, o que comumente não acontece, devido aos contornos não homogêneos do sombreamento.

$$d = Fe\left(h_{ob} - h_i\right) \tag{7.1}$$

onde:

d - distância mínima a ser mantida entre o gerador fotovoltaico e o obstáculo (m);

Fe - fator de espaçamento obtido pela curva da Figura 7.4;

h_{ob} - altura do obstáculo (m);

h_i - altura de instalação do gerador fotovoltaico (m).

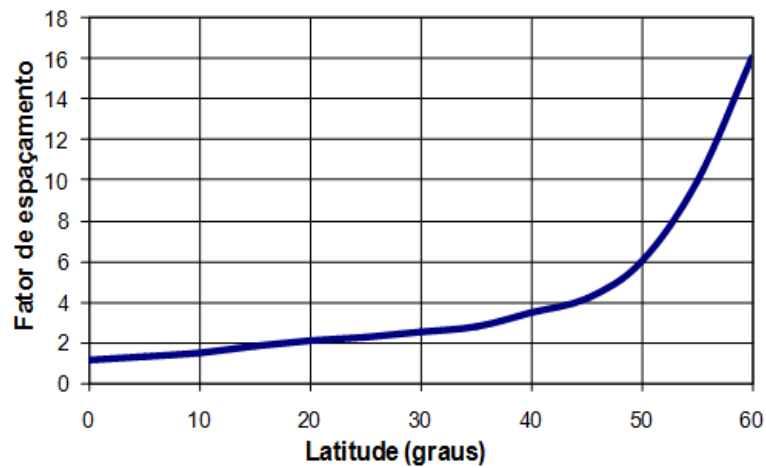



Figura 7.4 – Fator de espaçamento versus latitude do local da instalação do gerador fotovoltaico. Fonte: (PINHO et al., 2008).

Este método garante que o obstáculo não projeta sua sombra sobre o gerador durante o inverno, dias mais curtos (21 de junho no hemisfério Sul e 21 de dezembro no hemisfério Norte), três horas antes e três depois do meio-dia solar. A Figura 7.5 ilustra a aplicação do método.

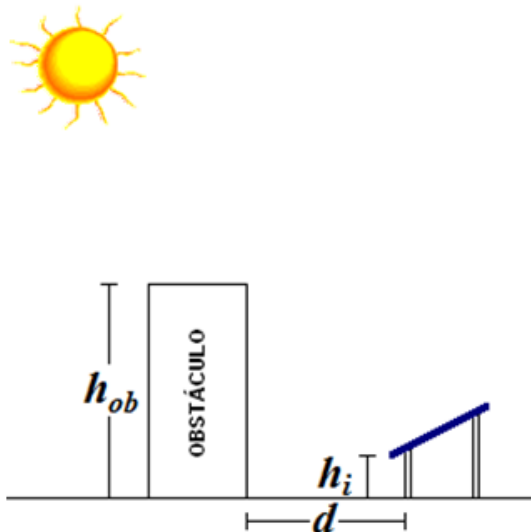



Figura 7.5 – Ilustração para definição do espaçamento mínimo entre gerador fotovoltaico e obstáculo, para evitar sombreamento. Fonte: (PINHO et al., 2008).

A procura de um local para a instalação do gerador fotovoltaico não é problemática em áreas remotas, onde se dispõe de amplo espaço. Entretanto, para a montagem de grandes geradores fotovoltaicos, em locais onde o custo do solo é importante, pode ser conveniente realizar uma análise do custo do solo *versus* a perda de energia.

Outros aspectos que também devem ser considerados, quanto à instalação do gerador fotovoltaico, são as possibilidades de vandalismo, crescimento da vegetação vizinha, construção de edificações e/ou instalação de objetos sombreadores no entorno em um futuro próximo.

7.2.3 – Orientação e inclinação do gerador fotovoltaico

Para maximizar a captação de energia ao longo do ano, as duas condições descritas a seguir devem ser observadas.

Orientação

Em geral, para uma operação adequada e eficiente, os módulos devem estar orientados em direção à linha do equador. Nas instalações localizadas no hemisfério Sul, a face dos módulos fotovoltaicos deve estar orientada em direção ao Norte Verdadeiro, como indicado na Figura 7.6. Porém, esta regra pode não ser válida caso o clima local varie muito durante um dia típico; por exemplo, caso ocorra neblina durante a manhã e a maioria da incidência de radiação solar ocorra à tarde. Por sua vez, caso o local de instalação esteja no hemisfério Norte, os módulos fotovoltaicos devem estar orientados com sua face voltada para o Sul Verdadeiro.

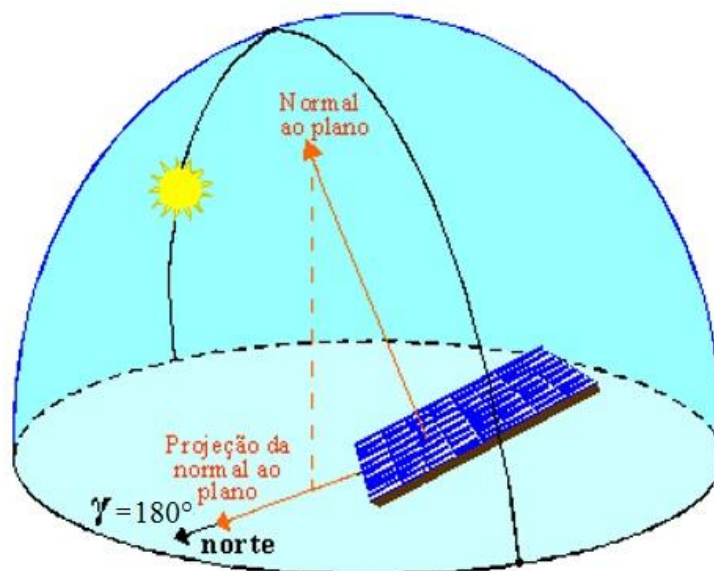



Figura 7.6 – Orientação da face dos módulos fotovoltaicos para o norte verdadeiro em um dado local no hemisfério Sul (ângulo azimutal de superfície igual a 180º).

Na maioria dos locais, a direção do Norte Verdadeiro (ou do Sul Verdadeiro) não coincide com a do Norte Magnético (ou Sul Magnético) indicado pela bússola (instrumento tipicamente usado para determinar a orientação dos módulos fotovoltaicos), necessitando ser feita, então, a correção do referencial magnético. Para tal, usa-se a Declinação Magnética do local de instalação, a qual pode ser obtida facilmente através de mapas e programas computacionais disponibilizados por vários organismos.

O Observatório Nacional, instituto de pesquisa vinculado ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, por exemplo, disponibiliza em sua *homepage* um mapa da declinação magnética sobre o território brasileiro para *download*, além de um *software* para sua determinação, bastando conhecer as coordenadas geográficas do local (extranet.on.br/jlkm/magdec/index.html).

Em nível internacional, a NOAA[3], órgão dos EUA, também disponibiliza em sua página na internet os valores de declinação magnética para qualquer local do mundo (www.ngdc.noaa.gov/geomag-web).

A Figura 7.7 ilustra a aplicação da correção do referencial magnético para um local onde a declinação magnética é igual a -20º.

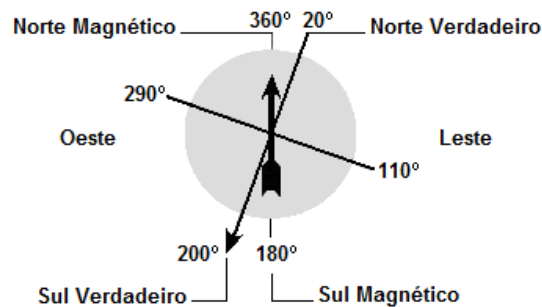



Figura 7.7 – Exemplo de correção para uma declinação magnética local de 20º negativos

Deve-se também atentar para o fato de que a indicação da bússola pode sofrer grandes desvios se ela for utilizada nas proximidades de grandes objetos metálicos ou fontes de campos magnéticos[4].

Inclinação

Para geração máxima de energia ao longo do ano, o ângulo de inclinação do gerador fotovoltaico (Figura 7.8) deve ser igual à latitude do local onde o sistema será instalado. No entanto, pequenas variações na inclinação não resultam em grandes mudanças na energia gerada anualmente e a inclinação do gerador fotovoltaico pode estar dentro de 10º em torno da latitude do local. Por exemplo, um sistema usado, ao longo de todo o ano, em uma latitude de 35º pode ter um ângulo de inclinação de 25 a 45º, sem uma redução significativa no seu desempenho anual.

Para áreas muito próximas ao equador, com latitudes variando entre –10º e +10º, aconselha-se uma inclinação mínima de 10º, para favorecer a autolimpeza dos módulos pela ação da água da chuva. Em locais com muita poeira é necessário limpar regularmente a superfície dos módulos, uma vez que a sujeira reduz a captação de luz pelos módulos, consequentemente reduzindo o seu desempenho. Entretanto, deve-se tomar cuidado para não danificar o vidro ou qualquer outro material de cobertura do módulo. Recomenda-se utilizar apenas água e um pano de tecido macio. Este procedimento deve ser realizado no início da manhã ou ao final da tarde, aproveitando os horários em que o gerador fotovoltaico está frio e a sua produção não é significativa.

---

[3] *National Oceanic and Atmospheric Administration*.

[4] Este fato pode ser percebido colocando-se um pequeno imã perto da bússola, que sofrerá uma alteração em sua direção.

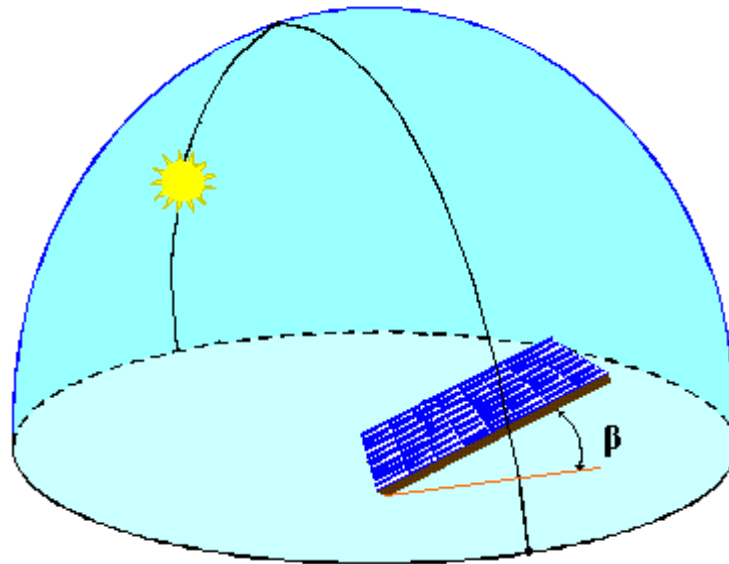



Figura 7.8 – Ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.

Para períodos de integração mais curtos, o ângulo de inclinação que maximiza a geração de energia (instantânea ou diária, por exemplo) varia com a época do ano e com a latitude do local onde o sistema será instalado. Dependendo da aplicação e das condições climáticas ao longo do ano, pode-se utilizar outras inclinações que privilegiem a geração em épocas específicas.

Geradores fotovoltaicos com sistemas de rastreamento do movimento aparente do sol podem ser utilizados para melhorar ainda mais a captação da radiação solar durante o ano. Tais sistemas são manuais ou automáticos, com o seguimento parcial do sol (variação somente da inclinação ou do ângulo azimutal) ou com o seguimento total do sol (variação da inclinação e do ângulo azimutal). Os sistemas manuais são de simples implementação e menor custo, necessitando, no entanto, de constante intervenção humana. Os sistemas automáticos apresentam melhor desempenho, mas são mais caros e podem apresentar falhas, devido à presença de peças móveis. Além disso, normalmente precisam estar conectados a uma fonte de energia.

7.2.4 – Montagem da estrutura de suporte dos módulos

A estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos tem como função posicioná-los de maneira estável. Além disso, ela deve assegurar a ventilação adequada, permitindo dissipar o calor que normalmente é produzido devido à ação dos raios solares e ao processo de perdas na conversão de energia. Isto é importante porque a eficiência dos módulos diminui com a elevação da temperatura, podendo até comprometer seu funcionamento normal. Deve ainda possibilitar o distanciamento entre módulos, conforme indicação do fabricante, para evitar danos mecânicos aos mesmos conforme sua dilatação.

Em qualquer caso, o suporte é uma estrutura concebida especialmente para se adaptar ao terreno ou à estrutura do prédio (sem prejudicar sua estética), às características dos módulos e à estratégia de

ajuste de inclinação e orientação. Os módulos fotovoltaicos devem ser montados sobre esta estrutura que deve rígida e de geometria adequada para dar a orientação e o ângulo de inclinação (fixo ou variável) necessários, a fim de assegurar a máxima captação da luz solar durante o período de interesse, e dotar o conjunto de uma rigidez mecânica que permita suportar o peso dos módulos e os ventos fortes. Além disso, a estrutura de suporte deve estar eletricamente aterrada e ser fabricada com materiais menos suscetíveis a corrosão, especialmente em locais com condições ambientais agressivas. A Figura 7.9 apresenta um exemplo de estrutura de suporte para os módulos, sem ajuste azimutal.

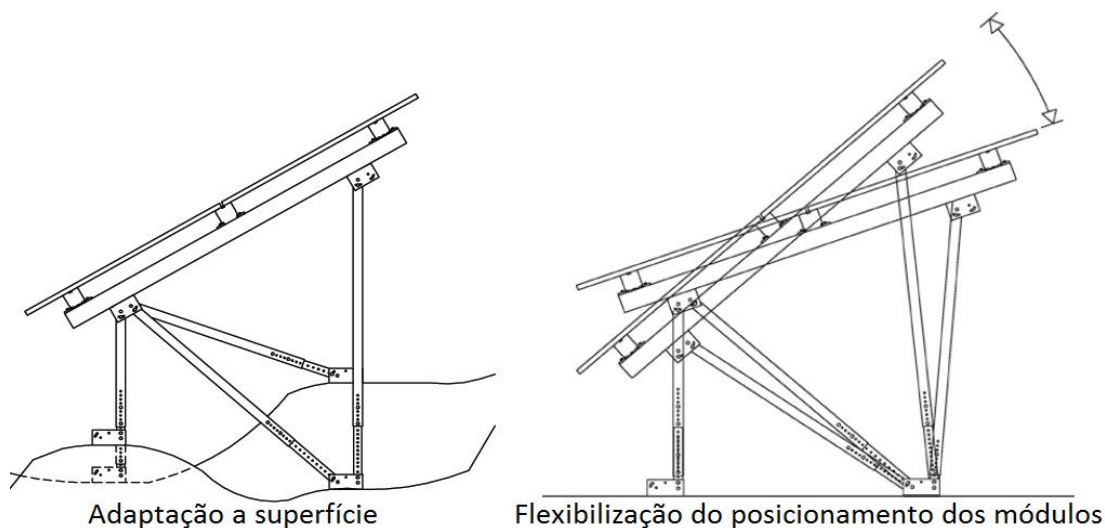



Figura 7.9 – Exemplo de uma estrutura de sustentação de módulos fotovoltaicos. Fonte: Adaptado de (SOLARWORLD, 2013).

A Figura 7.10 mostra as formas usuais de instalação dos módulos fotovoltaicos, cujas vantagens e desvantagens são destacadas na Tabela 7.3.

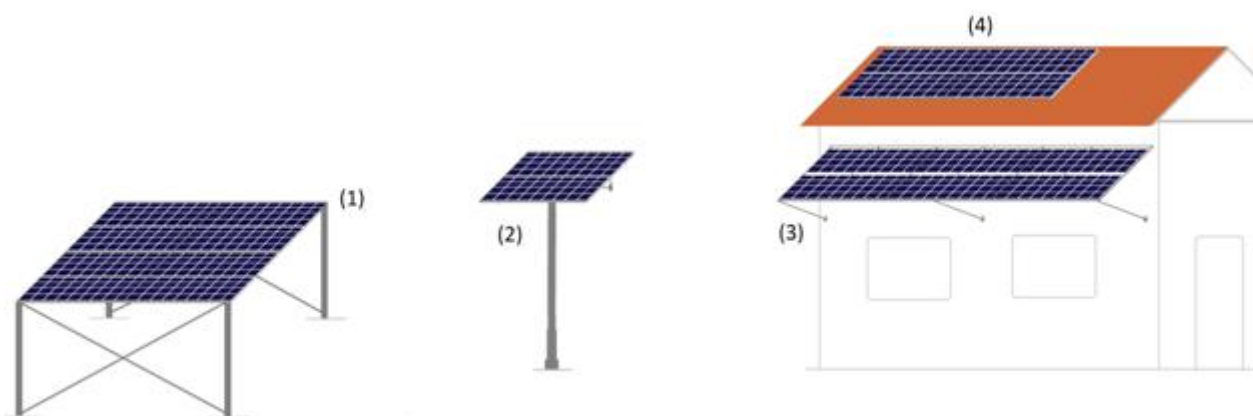



Figura 7.10 – Formas usuais de instalação de módulos fotovoltaicos: (1) Solo, (2) Poste, (3) Fachada, (4) Telhado

Tabela 7.3 – Vantagens e desvantagens das diferentes formas de instalação. Fonte: Adaptado de (PINHO et al., 2008).

Forma de Instalação	Vantagens	Desvantagens
(1) Estrutura de sustentação no solo	• Fácil instalação. • Fácil manutenção. • Estrutura robusta. • Indicado para sistemas de qualquer porte.	• Mais propícia a situações de sombreamento. • Mais sujeita a acúmulo da poeira e contato de pessoas, objetos e animais.
(2) Poste	• Fácil instalação. • Menos propícia a situações de sombreamento. • Mais segura contra contato de pessoas, objetos e animais.	• Estrutura menos robusta. • Maior dificuldade de manutenção. • Indicada apenas para sistemas de pequeno porte.
(3) Fachada	• Menos propícia a situações de sombreamento. • Mais segura contra contato de pessoas, objetos e animais. • Ajuda a reduzir a carga térmica interna da edificação.	• Instalação mais trabalhosa. • Maior dificuldade de manutenção. • Riscos associados ao trabalho em altura. • O porte do sistema deve ser adequado à área e à suportabilidade mecânica da edificação.
(4) Sobre a edificação	• Menos propícia a situações de sombreamento. • Mais segura contra contato de pessoas, objetos e animais. • Estrutura de suporte mais simples.	• Instalação mais trabalhosa. • Maior dificuldade de manutenção. • Riscos associados ao trabalho em altura. • O porte do sistema deve ser adequado à área e à suportabilidade mecânica da cobertura.

Em sistemas residenciais de pequeno porte, os módulos fotovoltaicos são usualmente instalados sobre o telhado quando a casa possui resistência estrutural adequada. Quando o telhado não recebe radiação solar suficiente ou não suporta a instalação do painel, este pode ser instalado na parte superior de um poste, colocado ao lado da casa.

Exemplos de fixação de módulos para SFV de pequeno porte em residências são mostrados nas Figuras 7.11 e 7.12. O destaque desses suportes deve-se à sua simplicidade (com consequente redução de gastos com material), leveza, facilidade de instalação e aplicabilidade aos diversos tipos de construções encontrados no Brasil (alvenaria, madeira, taipa etc.).

Figura 7.11 – Sistema fotovoltaico residencial instalado em localidade isolada do Rio Grande do Sul. Fonte: (IDEAAS, 2012).

Figura 7.12 – Detalhe de sistema de fixação em parede de residência. Fonte: (IDEAAS, 2012).

Neste tipo de sistema, a fixação se dá através de conjuntos abraçadeira/batente afixados na parede de forma a comprimi-la. Um outro fator importante é que ele permite ao usuário um ajuste semestral do posicionamento do módulo, o que pode resultar em ganhos significativos de energia em localidades situadas próximo à linha do Equador. Para tanto, basta que o usuário gire o poste (tubo) duas vezes durante o ano, posicionando o sistema, se no hemisfério Sul, para o Norte Verdadeiro durante o inverno, e para o Sul durante o verão (o inverso se aplica para SFVs instalados no hemisfério Norte).

A instalação de geradores fotovoltaicos no solo exige a escolha e o projeto do tipo de fundação mais adequado. A fundação tem por objetivo manter a orientação adequada da estrutura de suporte do gerador fotovoltaico com relação ao sol e evitar danos ao conjunto durante ventos fortes. Ao se

escolher a fundação mais indicada para a montagem de um gerador, deve-se considerar fatores como o acesso ao local, condições climáticas extremas, a topografia, as propriedades do solo, o código de obras local e a disponibilidade de mão de obra, dentre outros fatores. Os tipos mais comuns de fundações utilizadas pelos SFVs são apresentados na Figura 7.13 e descritos em seguida.

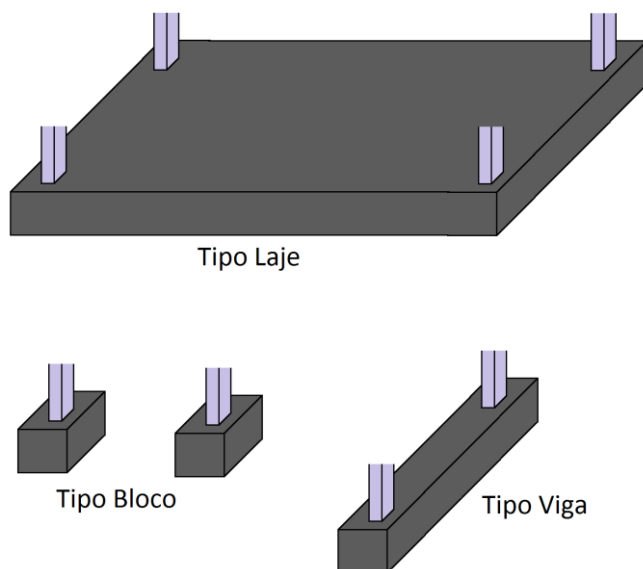



Figura 7.13 – Principais tipos de fundações utilizadas.

A fundação tipo laje requer um grande volume de concreto e um terreno relativamente plano. A laje pode ser feita no local ou podem ser transportadas lajes pré-fabricadas até a obra. Este tipo de fundação não é adequado para aplicações distantes, onde o custo de transporte do cimento é elevado. Também não é adequado para terrenos muito acidentados, devido à escavação que seria necessária antes de executar a fundação.

A fundação tipo bloco é mais adequada para terrenos acidentados e locais remotos, porque é relativamente leve e transportável e pode ser pré-fabricada nos locais onde se disponha de cimento e de equipamentos apropriados. É necessária pouca escavação e os blocos podem ser posicionados com razoável facilidade, minimizando os problemas de alinhamento. Os blocos devem ser montados com armaduras e todas as cavidades devem ser completamente preenchidas com concreto ou argamassa.

A fundação tipo viga é um meio termo entre os tipos laje e bloco. É adequada para terrenos ondulados e proporciona um fácil alinhamento entre os geradores fotovoltaicos adjacentes. A viga pode ser executada com cimento, peças de madeira ou outros materiais que possuam o formato adequado para as vigas.

Não há nenhuma fundação que seja aplicável a todas as situações, uma delas geralmente será mais adequada a uma aplicação particular.

O peso da fundação, que depende do carregamento esperado para o gerador fotovoltaico e do tipo de solo, deve ser determinado como parte do projeto. O carregamento do gerador inclui a força do vento empurrando-o ou arrancando-o dos apoios, além do peso próprio dos módulos. Nos locais mais

frios, as camadas de neve, que podem se acumular sobre o gerador, também devem ser consideradas. Deve-se projetar a fundação para suportar o gerador durante a condição de pior carregamento.

A Figura 7.14 apresenta a instalação com fixação da estrutura no solo com blocos de cimento.

Figura 7.14 – Fixação da estrutura no solo com fundação tipo bloco de cimento (Foto cedida pelo LSF-IEE/USP).

Em alguns casos, devido ao elevado custo de obras civis com as fundações e aos fracos ventos típicos do local, pode-se optar pela instalação com fixação direta da estrutura de suporte no solo, conforme mostra a Figura 7.15. Os pilares de suporte devem ter uma parte enterrada no solo cujo comprimento seja adequado à estabilidade da estrutura.

Figura 7.15 – Fixação da estrutura diretamente no solo (Foto cedida pelo GEDAE/UFPA).

Em sistemas fotovoltaicos de bombeamento de água, cuja captação seja feita de um rio, os geradores fotovoltaicos podem ser instalados sobre uma plataforma flutuante[5], conforme mostra a Figura 7.16.

Figura 7.16 – Geradores fotovoltaicos instalados sobre uma plataforma flutuante (Foto cedida pelo Cepel).

7.3 – Instalação do Sistema de Armazenamento

7.3.1 – Recomendações sobre segurança no manuseio e instalação de baterias

As baterias, que muitas vezes compõem os SFVs, merecem uma atenção especial, pois são potencialmente perigosas quando inadequadamente manuseadas, instaladas e operadas. Correntes e tensões elevadas e produtos químicos perigosos são riscos potenciais. Qualquer pessoa que esteja trabalhando com baterias deve familiarizar-se com medidas de segurança e seguir as normas e recomendações técnicas. Sugere-se consultar as normas apresentadas nas Tabelas 7.1 e 7.2 e os manuais das baterias. Algumas sugestões de segurança para o trabalho apropriado e seguro com as baterias são apresentadas a seguir:

- Remover quaisquer joias ou objetos metálicos do pescoço, mãos e pulsos antes de trabalhar com baterias.
- Vestir roupas e usar equipamentos de proteção adequados ao trabalho e em bom estado de conservação (camisa, calça, cinto de segurança, capacete, óculos ou máscara, luvas, calçado, entre outros).
- Sempre usar ferramentas adequadas, isoladas e secas para montar as baterias.
- Utilizar equipamentos de teste e medição de grandezas elétricas (por exemplo, um multímetro) para conferência da montagem.

---

[5] Esta forma de instalação também se faz útil em sistemas fotovoltaicos isolados utilizados para eletrificação de comunidades ribeirinhas, onde não há área disponível em terra para instalação durante os períodos úmidos.

- Não trabalhar sozinho, tendo sempre por perto alguém que possa auxiliar na atividade e, principalmente, em caso de acidentes.
- Fazer as conexões elétricas respeitando sempre a polaridade e as instruções do fabricante.
- Não tocar os terminais das baterias sem saber o nível de tensão, principalmente se as mesmas fizerem parte de uma associação série.
- Desconectar as baterias de quaisquer fontes de carga ou descarga antes de trabalhar nelas.
- Manter os terminais das baterias cobertos por revestimentos ou capas isolantes resistentes.
- Projetar o setor das baterias com ventilação adequada e convenientemente protegido das intempéries.
- Levantar as baterias apenas da forma aprovada pelo fabricante e nunca pelos seus terminais ou ligações.
- Planejar o processo de transporte de baterias, prevendo o uso de instrumentos auxiliares para içamento, carros de transporte ou outros equipamentos móveis.
- Evitar arrastar as baterias pelo solo.
- Manter faíscas e chamas descobertas longe do setor das baterias.
- Na preparação do eletrólito ácido, nunca despejar água no ácido sulfúrico - fazer sempre o inverso, e lentamente.
- Ter água fresca e sabão facilmente acessíveis e no caso do ácido entrar em contato com a pele, olhos ou roupas, lavar a área afetada.
- Ter bicarbonato de sódio facilmente acessível, para as situações de derramamento de ácido.

7.3.2 – Compartimento das baterias

As baterias devem ser instaladas em compartimentos (caixas, *containers* ou salas) que permitam acesso fácil e seguro ao pessoal autorizado para trocas e manutenção, ventilação adequada, exposição reduzida a variações extremas de temperatura e outras condições ambientais.

Entende-se por ventilação adequada aquela natural ou artificial, considerada como suficiente para limitar o teor de gases produzidos durante a carga das baterias, evitando o risco de explosão. A Figura 7.17 ilustra o sistema de circulação de ar de uma sala de baterias.

Figura 7.17 – Sistema de ventilação de uma sala de baterias. Fonte: Adaptado de (OSTERNACK et al, 2010).

Quando uma única bateria é utilizada - ou poucas unidades - pode-se acondicioná-la em uma caixa ou *container* apropriado, com furos para ventilação, preferencialmente localizados na sua parte superior. As Figuras 7.18 e 7.19 mostram essa alternativa de acondicionamento, adotada pela Companhia Energética de Rondônia (Ceron) em alguns dos seus SFVs individuais.

Figura 7.18 – Detalhe de compartimento para baterias com orifícios na parte superior para ventilação (Foto cedida pelo LSF-IEE/USP).

Figura 7.19 – Vista de baterias no interior de uma caixa especialmente construída para seu acondicionamento (Foto cedida pelo LSF-IEE/USP).

De acordo com o local de aplicação, a caixa de baterias tem diferentes desenhos, podendo ser construída usando-se madeira compensada e um isolante rígido, ou outros materiais adequados, como o polipropileno. Este invólucro, além de obedecer as propriedades já mencionadas e garantir a segurança do usuário, deve também proteger as próprias baterias contra golpes ou qualquer outra atividade que possa danificá-las, acidental ou intencionalmente, e permitir mínima corrente de fuga. Nas Figuras 7.20 e 7.21 pode-se observar dois desenhos de abrigos de baterias utilizados pelo Prodeem.

Figura 7.20 – Abrigo de baterias bem ventilado e instalado na lateral de uma escola (Foto cedida pelo LSF-IEE/USP).

Figura 7.21 – Abrigo de madeira devidamente ventilado e isolado e com tela para impedir a entrada de pequenos insetos e animais (Foto cedida pelo LSF-IEE/USP).

Os compartimentos de baterias devem ser lacrados para evitar o contato casual por pessoas não autorizadas. Também devem ser utilizadas telas ou gradis para evitar a entrada de insetos e outros animais.

Com relação à temperatura do local de instalação das baterias, é recomendável que a temperatura média se situe entre 20 e 25 ^{o}C. Essa faixa é restrita em muitos locais no Brasil, assim no caso de temperaturas mais elevadas, a ventilação e o sobreamento do compartimento das baterias é ainda mais relevante. Em baixas temperaturas a capacidade das baterias diminui; por outro lado, com o aumento da temperatura, a vida útil das baterias é abreviada.

7.3.3 – Montagem do banco de baterias

As baterias não devem ser montadas diretamente sobre o solo ou em locais úmidos para não elevar a taxa de autodescarga, comprometendo sua eficiência. Deve-se garantir um bom isolamento do solo, com as unidades instaladas em uma bancada, prateleira ou estante de madeira ou sobre material isolante e resistente ao ácido.

Uma técnica comum é a instalação sobre peças de madeira, dispostas sobre o solo ou em forma de prateleiras. A Figura 7.22 mostra um exemplo de armário de baterias com quatro andares e prateleiras de madeira. O armário é normalmente confeccionado em estrutura metálica e deve ser resistente a corrosão.

Figura 7.22 – Armário de baterias (Foto cedida pelo GEDAE/UFPA).

A Figura 7.23 mostra um exemplo de banco de baterias do tipo OPzS instalado em prateleiras de dois andares.

Figura 7.23 – Banco de baterias em MIGDI da Celpa, na Ilha de Araras (Marajó-PA) (Foto cedida pela CELPA).

A montagem de um banco de baterias com associação em série e paralelo deve ser efetuada realizando-se primeiramente as ligações em série e em seguida as ligações em paralelo, conforme o exemplo da Figura 7.24. De forma a equalizar os níveis de tensão e corrente a que são submetidas as diferentes baterias, os cabos equivalentes devem ter comprimentos iguais. É recomendável, por motivos de segurança (evitar curto circuito), realizar o que se denomina ligação cruzada: os pólos positivo e negativo do banco de baterias devem ser conectados em extremidades opostas, como indicado na Figura 7.24.

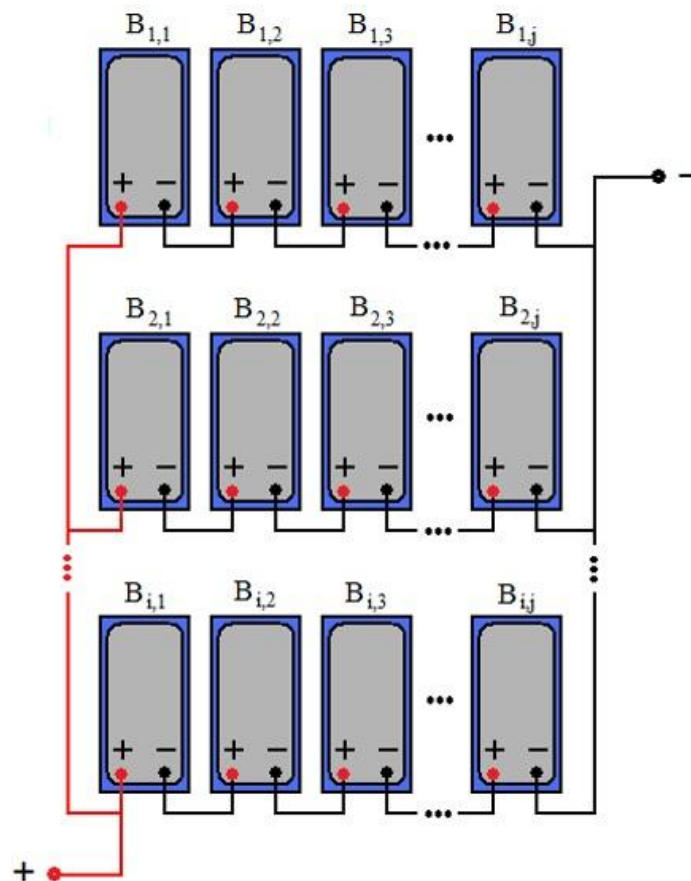



Figura 7.24 – Forma de conexão de banco de baterias. Bi,j (i é o número de unidades em série e j em paralelo).

O ideal é que não haja ligação das baterias em paralelo. Entretanto, devido à capacidade limitada das baterias (em especial de alguns tipos construtivos, como, por exemplo, a estacionária comum de chumbo-ácido) e a limitações da tensão dos equipamentos de condicionamento de potência, além da questão da maior segurança ao se trabalhar com menores tensões c.c., por vezes há necessidade do paralelismo. O número máximo de baterias (ou fileiras) em paralelo deve ser limitado entre 4 e 6, de acordo com as recomendações dos fabricantes, e todas as baterias utilizadas devem ser rigorosamente iguais (fabricante, modelo, capacidade e idade). Os terminais das baterias devem ser protegidos com algum tipo de graxa anticorrosiva, de forma a evitar a sua oxidação.

Ainda em relação à instalação das baterias, recomenda-se:

- Verificar se as baterias estão totalmente carregadas e se o nível do eletrólito está de acordo com a recomendação do fabricante.
- Verificar os valores de tensão de todas as baterias e anotá-los em uma planilha, para posterior comparação. Os procedimentos para verificar o estado de carga da bateria são abordados com detalhes no Capítulo 8.
- Manusear as baterias e ferramentas com extremo cuidado devido ao risco de sérios danos a pessoas e equipamentos causados pela queda ou contato indevido de uma ferramenta com os terminais de uma bateria, ou ainda pela queda da própria bateria sobre algum membro humano.

- Verificar todas as conexões entre os elementos antes que a conexão final do banco de baterias ao controlador de carga seja executada.
- Posicionar as baterias o mais próximo possível do gerador fotovoltaico, para possibilitar o uso de cabos mais curtos, evitando perdas.
- Instalar as baterias em um compartimento dedicado, diferente do compartimento dos equipamentos eletrônicos e do gerador diesel, se houver.
- Não instalar dispositivos de proteção e seccionamento no compartimento das baterias que produzem centelhamentos ao atuarem devido ao risco de explosão dos gases de hidrogênio liberados pela bateria chumbo-ácida. Assim, é comum se utilizar fusíveis na proteção das baterias e os seccionadores são instalados em compartimentos separados.

7.4 – Instalação dos Componentes de Condicionamento de Potência

Recomenda-se a leitura das normas apresentadas nas Tabelas 7.1. e 7.2 e dos manuais de instalação e operação dos componentes de condicionamento de potência antes de sua instalação.

Os controladores de carga, inversores e conversores podem ser instalados diretamente nas paredes como exemplos da Figura 7.25.

Para facilitar a instalação, pode-se fazer a pré-montagem dos componentes de condicionamento e das proteções em painéis ou em caixas específicas para este fim (Figura 7.26), que posteriormente são presos a parede ou colocados sobre suportes na edificação.

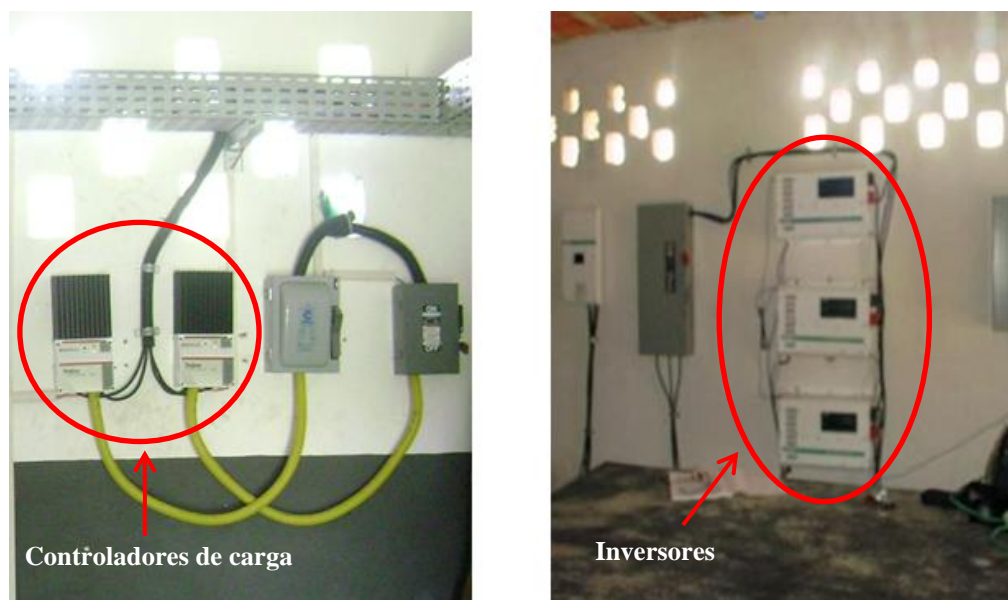



Figura 7.25 – Exemplos de controladores de carga e inversores instalados na parede da sala de controle (Fotos cedida pelo GEDAE/UFPA).

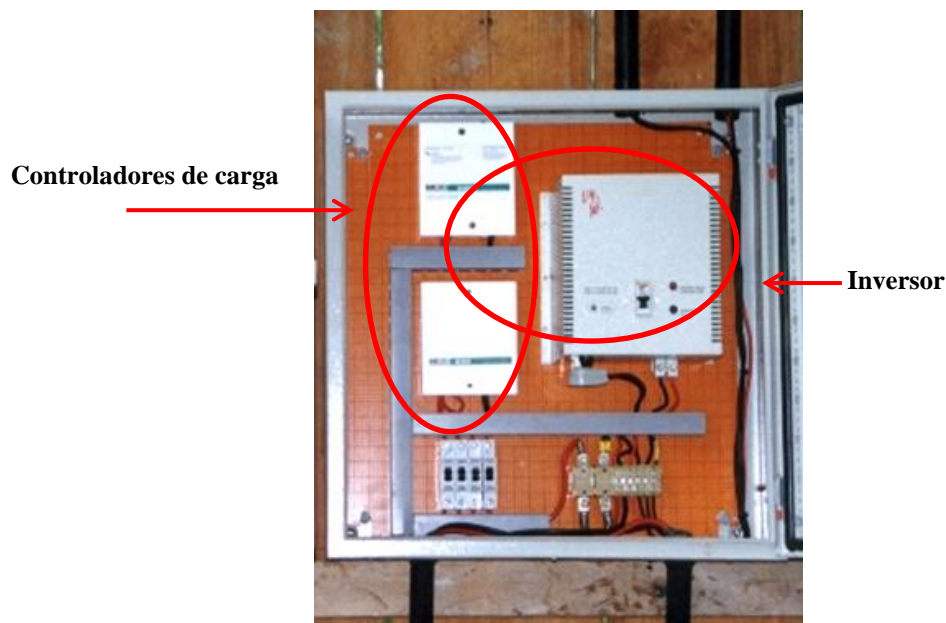



Figura 7.26 – Exemplo de controladores de carga e inversor instalados dentro de uma caixa (Foto cedida pelo LSF-IEE/USP).

Umidade e temperatura elevadas reduzem a vida útil dos dispositivos eletrônicos. Por isso, os componentes de condicionamento de potência devem ser instalados em local seco, ventilado e sombreado, o mais próximo possível do gerador fotovoltaico, e que permita acesso fácil para manutenção (exemplo na Figura 7.27). Por questões de segurança, o acesso ao local de instalação dos componentes deve ser controlado. As caixas, quando utilizadas, devem ser lacradas, sem, no entanto, impedir a adequada ventilação dos equipamentos, conforme indicado pelos fabricantes. Poeira e insetos também são problemas comuns nos locais de instalação de SFVs, requerendo frequentemente o uso de telas e outros cuidados especiais.

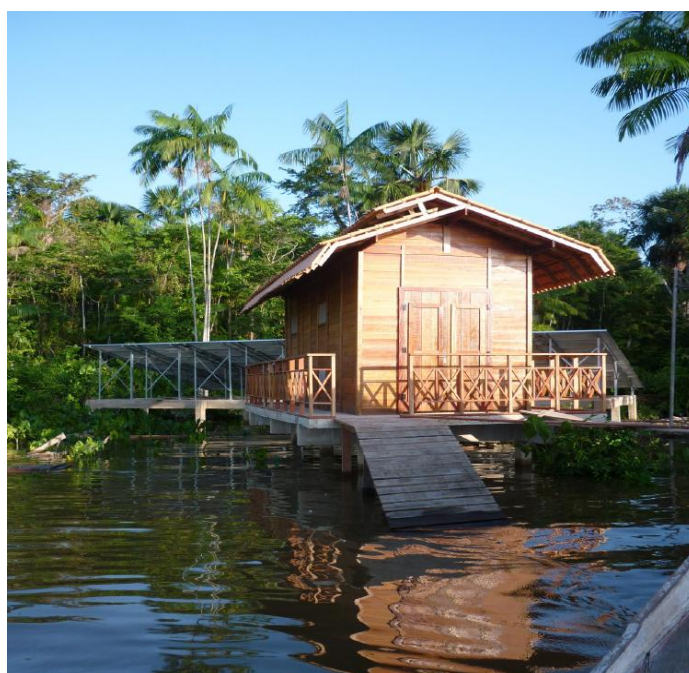



Figura 7.27 – Exemplo de edificação em madeira para instalação de banco de baterias, equipamentos de condicionamento de potência e de proteção - MIGDI da Ilha de Araras, Pará (Foto cedida pela CELPA).

Há regiões no Brasil com altas temperaturas ambientes e alta umidade relativa do ar, e, neste caso, deve-se cuidar para que os componentes selecionados sejam resistentes a temperaturas elevadas e possuam baixa dissipação de calor. A especificação dos componentes deve ser bem clara, indicando qual a umidade e temperaturas máximas de operação dos equipamentos. Há inversores onde o circuito eletrônico fica encapsulado e a troca de calor se dá por parede metálica. Em outros casos, há necessidade de se revestir o circuito eletrônico com resina para evitar prejuízos pela umidade e pela corrosão. Esse requisito deve constar na especificação, se necessário. Alguns dispositivos estão disponíveis para aplicações militares que satisfazem a requisitos mais severos de utilização.

A ventilação adequada é um item muito importante, especialmente nesses locais quentes. Entretanto não se aconselha, principalmente em localidades remotas de difícil acesso, a utilização de ventilação forçada (ventiladores), já que qualquer dispositivo com partes móveis é mais suscetível a falhas e requer maior manutenção. Desta forma, a especificação deve prever altas temperaturas de operação sem ventilação forçada e um bom projeto para ventilação natural (ventilação cruzada, por exemplo). No comissionamento de entrega do sistema, devem ser monitoradas as temperaturas de operação dos equipamentos e seus desempenhos para verificar se atendem às especificações.

Em ambientes agressivos (próximo ao mar, por exemplo), deve-se instalar os componentes dentro de caixas resistentes a corrosão e realizar a vedação total, preenchendo suas frestas com um elastômero à base de silicone, a fim de reduzir a oxidação dos dispositivos eletrônicos. Ao mesmo tempo, deve-se garantir que a temperatura no interior da caixa permaneça condizente com a temperatura de operação dos equipamentos.

Os componentes de condicionamento de potência não devem ser instalados no mesmo compartimento que as baterias, pois estas podem produzir um ambiente corrosivo (líquidos e gases). Além disso, dispositivos elétricos e eletrônicos podem produzir centelhas que podem causar explosões em contato com os gases desprendidos pelas baterias.

Em geral, nos SFVs a conexão dos controladores de carga dá-se primeiramente com as baterias, uma vez que a maioria dos controladores detecta automaticamente o nível de tensão nominal. Outra questão a se atentar é a necessidade dos pontos de regulagem (*set-points*) de tensão - corte e religamento da geração e carga - serem adequados ao tipo de bateria utilizada e às especificações de projeto. Os controladores possuem normalmente mecanismos de ajuste destes *set-points* e deve-se seguir as orientações do fabricante para tal procedimento.

No caso dos inversores, a instalação depende basicamente das características do equipamento. Alguns são bem simples, bastando realizar a conexão da alimentação c.c. e da carga c.a. em seus respectivos terminais, e depois acionar uma chave liga/desliga. Outros são mais complexos, necessitando executar uma série de ajustes em sua configuração.

7.5 – Instalação dos Componentes de Proteção

Em SFVs, assim como em qualquer sistema elétrico, os principais componentes utilizados para proteger pessoas e equipamentos são as chaves, os fusíveis, os disjuntores e os dispositivos de proteção contra surtos (DPS). A Tabela 7.4 ilustra alguns modelos desses componentes, além de descrever sua função geral e as recomendações de instalação.

Algumas vezes, os projetistas de SFVs preferem substituir as chaves e fusíveis por disjuntores, que evitam o desconforto da troca de fusíveis.

Os componentes de proteção dos SFVs devem ser selecionados em função dos valores máximos permitidos de tensão e corrente em cada trecho do circuito (NBR 5410:2004). A corrente do gerador fotovoltaico é limitada pela corrente de curto-circuito na condição de maior irradiância. No entanto, para se especificar os componentes instalados entre o gerador e o controlador de carga ou inversor, utiliza-se normalmente um fator multiplicativo de segurança de 1,25.

Deve-se também observar a adequação do componente em operar com o tipo de tensão (c.c. ou c.a.) do local de sua instalação. Dispositivos c.a. podem, em princípio, operar adequadamente do lado c.c., mas isso pode reduzir sua vida útil.

Tabela 7.4 – Componentes de Proteção (chaves, disjuntores, DPS e fusíveis).

<table>
<tr><th>Exemplos de modelos disponíveis comercialmente</th><th>Função geral</th><th>Instalação</th></tr>
<tr><td>Chaves seccionadoras sob carga</td><td>Possibilitar a interrupção do fluxo de corrente em situações de emergência e manutenção. Serve também de atuador para o controle da operação do sistema. Dependendo do modelo, pode ser operado manualmente ou de forma automatizada.</td><td rowspan="3">Recomenda-se instalar dentro de uma caixa ou armário com fixação por parafusos ou trilho DIN. As conexões desses componentes com os cabos devem ser feitas cuidadosamente e de forma segura, utilizando ferramentas apropriadas a fim de evitar riscos de curto-circuito, mau contato e choques acidentais.</td></tr>
<tr><td>Disjuntores</td><td>Proteger os cabos, equipamentos e demais componentes, nos casos de correntes elevadas, causadas por um curto-circuito no sistema, sobrecarga ou falha no aterramento.</td></tr>
<tr><td>DPS</td><td>Desviar a alta corrente proveniente de um surto (descarga atmosférica, por exemplo) para a terra e limitar as sobretensões transientes.</td></tr>
<tr><td>NH
faca
Cartucho
Tipo apropriado para arranjo fotovoltaico (gPV[6])
Fusíveis</td><td>Proteger os cabos, equipamentos e demais componentes nos casos de correntes elevadas causadas por um curto-circuito no sistema, sobrecarga ou falha no aterramento.</td><td>Deve ser instalado em um porta fusíveis, sendo este adequado para o tipo de fusível selecionado. Recomenda-se por sua vez que o porta fusíveis seja instalado dentro de uma caixa ou armário com fixação por parafusos ou trilho DIN. Durante a instalação, o manejo dos fusíveis e as conexões elétricas devem ser feitos cuidadosamente e de forma segura, utilizando ferramentas apropriadas, a fim de evitar riscos de curto-circuito, mau contato e choque acidentais.</td></tr>
</table>

Chaves e fusíveis podem estar combinados em um único módulo, conforme mostra a Figura 7.28.

[6] O fusível gPV é fabricado em conformidade com a norma IEC 60269-6 e é específico para aplicação em sistemas fotovoltaicos.

Figura 7.28 – Exemplo de uma chave fusível NH disponível comercialmente.

A proteção elétrica dos SFVs é composta também pelo sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA). Geradores fotovoltaicos são normalmente instalados em área aberta, sujeita a descargas atmosféricas diretas ou indiretas. Para instalação do SPDA, deve-se consultar a NBR 5419:2005.

Fusíveis fotovoltaicos ou diodos de bloqueio, quando necessários, devem ser inseridos no sistema conforme descrito nos Capítulos 4 e 6. Eles são normalmente instalados em caixas intermediárias, denominadas de caixas de junção, onde são feitas interconexões entre os módulos fotovoltaicos.

7.6 - Aterramento

A norma ABNT NBR 5410:2004 trata do aterramento de sistemas elétricos de baixa tensão. O aterramento é a ligação intencional de estruturas ou instalações com a terra, visando garantir o funcionamento correto da instalação e, principalmente, proporcionar um caminho preferencial às correntes elétricas indesejáveis de surto, falta ou fuga, de forma a evitar riscos para as pessoas e os equipamentos.

O grande desafio no dimensionamento de um sistema de aterramento encontra-se no fato de que sua eficiência depende das características do solo e do seu grau de umidade, que pode variar entre períodos secos e úmidos. O parâmetro de interesse para o dimensionamento de um sistema de aterramento é denominado resistividade do solo cuja medição não é simples. Em projetos de maior escala pode ser viável sua determinação mas em sistemas autônomos residenciais isto é impraticável, devido aos custos envolvidos.

Em um país de dimensões continentais como o Brasil, temos uma grande variedade de solos. Quando não se faz a medida de resistividade do solo é impossível aferir-se a qualidade de um sistema de aterramento. Portanto, em sistemas fotovoltaicos isolados recomenda-se que haja proteção de todas as partes metálicas com algum material isolante, evitando-se o contato do usuário com partes que possam ser energizadas durante um surto ou falha. Além disso, o usuário deve ser orientado a não tocar no sistema a menos nas situações e partes autorizadas.

Em SFCRs, é necessário fazer-se o aterramento de proteção dos equipamentos (conexão da carcaça condutora ao terra) e o aterramento funcional do sistema (conexão do circuito elétrico ao terra, através do condutor neutro, no lado c.a.). O aterramento do lado c.c. depende da tecnologia de módulo ou de inversor utilizada. As tecnologias de filme fino devem ter uma das polaridades aterradas, já as de silício cristalino, em geral, ficam em flutuação; normalmente inversores sem transformadores não podem ser aterrados. Regra geral é que se deve sempre consultar o manual do equipamento para verificar o procedimento recomendado pelo fabricante.

Por razões de segurança, é importante que as caixas dos equipamentos e as estruturas metálicas de suporte dos módulos fotovoltaicos e das baterias estejam devidamente conectadas à terra. Todo metal exposto, que possa ser tocado, também deve ser aterrado. O aterramento deve ser feito de forma a permitir a equipotencialização de todos os corpos condutores da instalação. O aterramento dos SFCRs difere dos sistemas isolados pois o aterramento de cada unidade, individualmente, é interconectado com o aterramento das outras unidades consumidoras da concessionária, aumentando a eficiência da malha de aterramento.

Uma grande distância entre os equipamentos do SFV pode tornar necessária a utilização de sistemas de aterramento distintos. Entretanto, eles devem ser interconectados, preferencialmente por um cabo de cobre nu enterrado, formando uma malha de terra.

As Figuras 7.29 a 7.31 apresentam, respectivamente, os diagramas unifilares típicos de SFVs para atendimento em c.c., atendimento em c.a. e conexão à rede, destacando-se os pontos recomendados para instalação dos componentes de proteção, bem como, quando possível, de monitoração e controle.

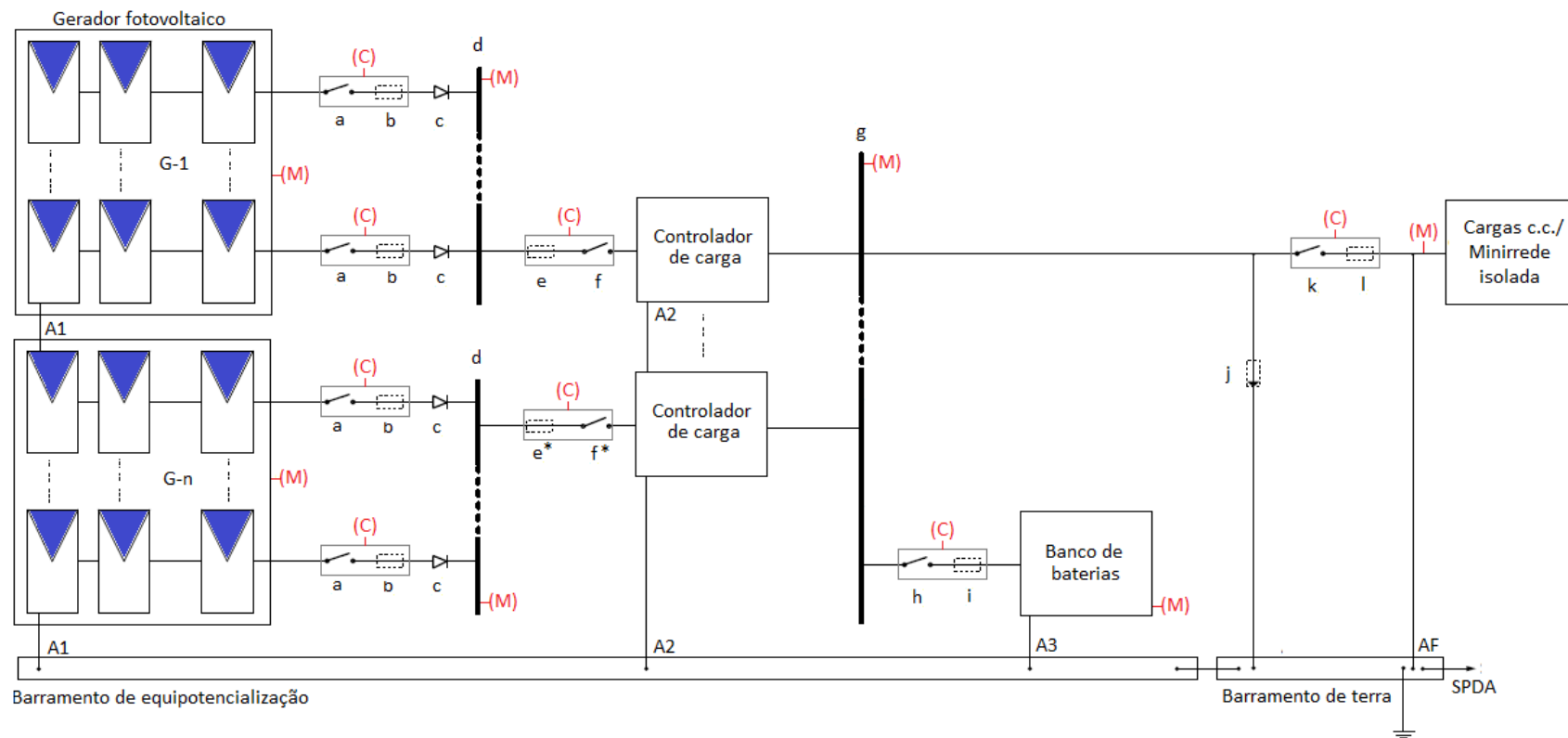



Figura 7.29 – Pontos de instalação dos componentes de proteção, monitoração e controle de um SFV para atendimento em c.c.

Legenda da Figura 7.29

a - Dispositivo de seccionamento da série de módulos: deve ser adequado para operação em c.c. e capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente.

b - Dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série de módulos (fusível fotovoltaico): deve ser adequado para operação em c.c. Recomenda-se instalar tanto no condutor negativo quanto no positivo.

c - Diodo de bloqueio: Não deve ser utilizado como dispositivo de proteção contra sobrecorrente.

d - Barramento de paralelismo entre séries de módulos.

e - Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do G-1: deve ser adequado para operação em c.c. Recomenda-se instalar tanto no condutor negativo quanto no positivo.

f - Dispositivo de seccionamento do G-1: deve ser adequado para operação em c.c. e capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente. Um disjuntor c.c. atende aos dois requisitos de proteção e seccionamento.

e* - Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do G-n: deve ser adequado para operação em c.c. Recomenda-se instalar tanto no condutor negativo quanto no positivo.

f* - Dispositivo de seccionamento do G-n: deve ser adequado para operação em c.c. e capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente. Um disjuntor c.c. atende aos dois requisitos de proteção e seccionamento.

g - Barramento de paralelismo entre G-1 e G-n.

h - Dispositivo de seccionamento do banco de baterias: deve ser adequado para operação em c.c. e capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente.

i - Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do banco de baterias: deve ser adequado para operação em c.c. Recomenda-se instalar tanto no condutor negativo quanto no positivo.

j – DPS: deve ser adequado para operação em c.c., classe 2. Caso a distância do gerador ao inversor seja superior a 10 m, então devem ser instalados DPSs nas duas extremidades, próximo ao inversor e na caixa de junção do painel fotovoltaico. Não instalar o DPS no condutor com aterramento funcional.

k - Dispositivo de seccionamento do gerador fotovoltaico: deve ser adequado para operação em c.c. e capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente.

l - Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do gerador fotovoltaico: deve ser adequado para operação em c.c. Recomenda-se instalar tanto no condutor negativo quanto no positivo. Um disjuntor c.c. atende aos dois requisitos de proteção e seccionamento.

A1 - Conexão da estrutura metálica (moldura dos módulos e suporte do gerador fotovoltaico) à equipotencialização.

A2 - Conexão da carcaça metálica do(s) controlador(es) de carga à equipotencialização.

A3 - Conexão do suporte metálico do banco de baterias à equipotencialização.

AF - Aterramento funcional.

G-1 - Gerador fotovoltaico 1.

G-n - Gerador fotovoltaico n.

M - Ponto de monitoração.

C - Ponto de controle.

SPDA – Sistema de proteção contra descarga atmosférica.

Figura 7.30 – Pontos de instalação dos componentes de proteção, monitoração e controle de um SFV para atendimento em c.a.

Legenda da Figura 7.30

a - Dispositivo de seccionamento da série de módulos: deve ser adequado para operação em c.c. e capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente.

b - Dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série de módulos (fusível fotovoltaico): deve ser adequado para operação em c.c. Recomenda-se instalar tanto no condutor negativo quanto no positivo.

c - Diodo de bloqueio: Não deve ser utilizado como dispositivo de proteção contra sobrecorrente.

d - Barramento de paralelismo entre séries de módulos.

e - Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do G-1: deve ser adequado para operação em c.c. Recomenda-se instalar tanto no condutor negativo quanto no positivo.

f - Dispositivo de seccionamento do G-1: deve ser adequado para operação em c.c. e capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente. Um disjuntor c.c. atende aos dois requisitos de proteção e seccionamento.

e* - Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do G-n: deve ser adequado para operação em c.c. Recomenda-se instalar tanto no condutor negativo quanto no positivo.

f* - Dispositivo de seccionamento do G-n: deve ser adequado para operação em c.c. e capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente. Um disjuntor c.c. atende aos dois requisitos de proteção e seccionamento.

g - Barramento de paralelismo entre G-1 e G-n.

h - Dispositivo de seccionamento do banco de baterias: deve ser adequado para operação em c.c. e capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente.

i - Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do banco de baterias: deve ser adequado para operação em c.c. Recomenda-se instalar tanto no condutor negativo quanto no positivo. De preferência devem ser utilizados fusíveis, o mais próximo possível das baterias.

j - Dispositivo de seccionamento do gerador fotovoltaico: deve ser adequado para operação em c.c. e capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente.

k - Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do gerador fotovoltaico: deve ser adequado para operação em c.c. Recomenda-se instalar tanto no condutor negativo quanto no positivo. Um disjuntor c.c. atende aos dois requisitos de proteção e seccionamento.

l - DPS do lado c.c.: deve ser adequado para operação em c.c., classe 2, e instalado o mais próximo possível dos terminais positivo e negativo do inversor. Caso a distância do gerador ao inversor seja superior a 10 m, então devem ser instalados DPSs nas duas extremidades, próximo ao inversor e na caixa de junção do painel fotovoltaico. Não instalar o DPS no condutor com aterramento funcional.

m - DPS do lado c.a.: deve ser adequado para operação em c.a., classe 1+2, e instalado o mais próximo possível dos terminais do inversor. Pode também ser necessário instalar DPSs nas duas extremidades do cabeamento de saída do inversor até o medidor, caso as distâncias sejam grandes. Não instalar o DPS no condutor com aterramento funcional.

n - dispositivo de seccionamento do lado em corrente alternada: deve ser adequado para operação em c.a. e capaz de interromper todos os condutores de saída do inversor, menos o condutor neutro.

o - dispositivo de proteção contra sobrecorrente do lado em corrente alternada: deve ser adequado para operação em c.a. Um disjuntor c.a. atende aos dois requisitos de proteção e seccionamento.

A1 - Conexão da estrutura metálica (moldura dos módulos e suporte do gerador fotovoltaico) à equipotencialização.

A2 - Conexão da carcaça metálica do(s) controlador(es) de carga à equipotencialização.

A3 - Conexão do suporte metálico do banco de baterias à equipotencialização.

A4 - Conexão da carcaça metálica do inversor de tensão à equipotencialização.

AF - Aterramento funcional.

G-1 - Gerador fotovoltaico 1.

G-n - Gerador fotovoltaico n.

M - Ponto de monitoração.

C - Ponto de controle.

SPDA – Sistema de proteção contra descarga atmosférica.

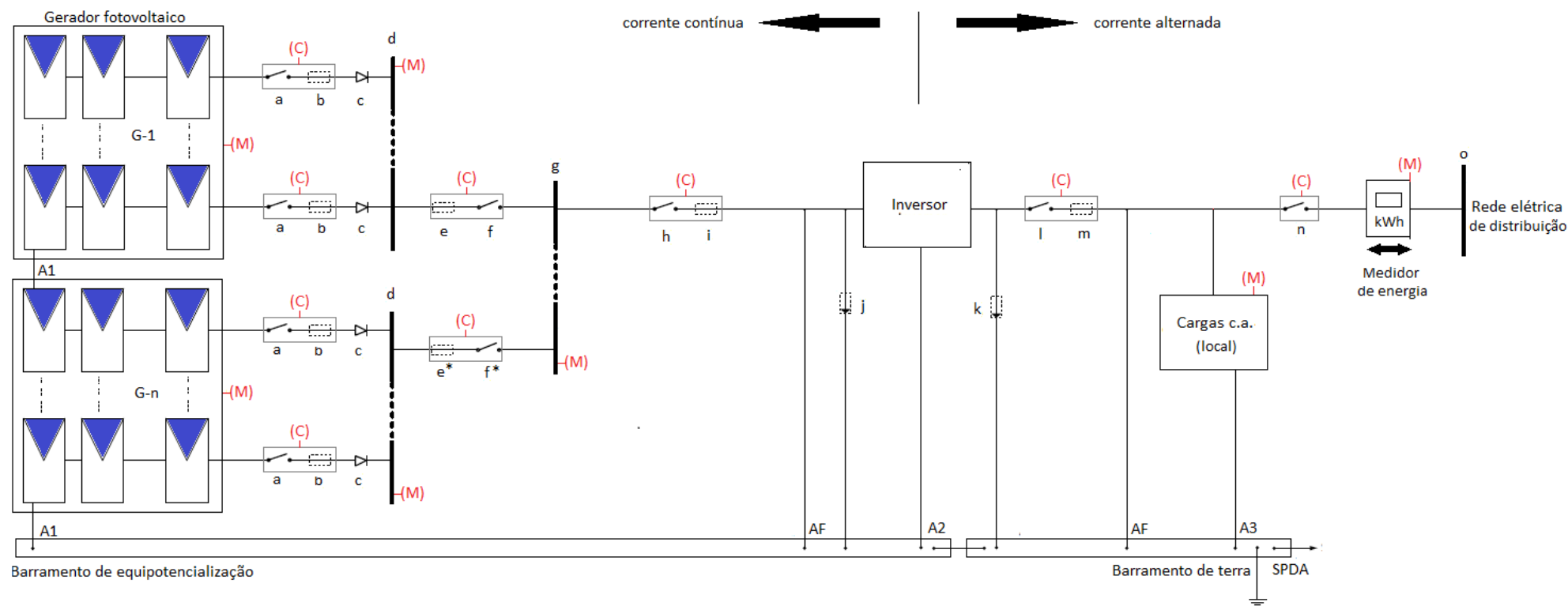



Figura 7.31 – Pontos de instalação dos componentes de proteção, monitoração e controle de um SFCR.

Legenda da Figura 7.31

a - Dispositivo de seccionamento da série de módulos: deve ser adequado para operação em c.c. e capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente.

b - Dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série de módulos (fusível fotovoltaico): deve ser adequado para operação em c.c. Recomenda-se instalar tanto no condutor negativo quanto no positivo.

c - Diodo de bloqueio: Não deve ser utilizado como dispositivo de proteção contra sobrecorrente.

d - Barramento de paralelismo entre séries de módulos.

e - Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do G-1: deve ser adequado para operação em c.c. Recomenda-se instalar tanto no condutor negativo quanto no positivo.

f - Dispositivo de seccionamento do G-1: deve ser adequado para operação em c.c. e capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente. Um disjuntor c.c. atende aos dois requisitos de proteção e seccionamento.

e* - Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do G-n: deve ser adequado para operação em c.c. Recomenda-se instalar tanto no condutor negativo quanto no positivo.

f* - Dispositivo de seccionamento do G-n: deve ser adequado para operação em c.c. e capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente. Um disjuntor c.c. atende aos dois requisitos de proteção e seccionamento.

g - Barramento de paralelismo entre G-1 e G-n.

h - Dispositivo de seccionamento do gerador fotovoltaico: deve ser adequado para operação em c.c. e capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente.

i - Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do gerador fotovoltaico: deve ser adequado para operação em c.c. Recomenda-se instalar tanto no condutor negativo quanto no positivo. Um disjuntor c.c. atende aos dois requisitos de proteção e seccionamento.

j - DPS do lado c.c.: deve ser adequado para operação em c.c., classe2, e instalado o mais próximo possível dos terminais positivo e negativo do inversor. Caso a distância do gerador ao inversor seja superior a 10 m, então devem ser instalados DPSs nas duas extremidades, próximo ao inversor e na caixa de junção do painel fotovoltaico. Não instalar o DPS no condutor com aterramento funcional.

k - DPS do lado c.a.: deve ser adequado para operação em c.a., classe 1+2, e instalado o mais próximo possível dos terminais do inversor. Pode também ser necessário instalar DPSs nas duas extremidades do cabeamento de saída do inversor até o medidor, caso as distâncias sejam grandes. Não instalar o DPS no condutor com aterramento funcional.

l - Dispositivo de seccionamento do lado em corrente alternada: deve ser adequado para operação em c.a. e capaz de interromper todos os condutores de saída do inversor, menos o condutor do neutro.

m - Dispositivo de proteção contra sobrecorrente do lado em corrente alternada: deve ser adequado para operação em c.a. Um disjuntor c.a. atende aos dois requisitos de proteção e seccionamento.

n - Dispositivo de seccionamento visível: dispositivo de seccionamento para desconexão do sistema de geração da rede de distribuição, exclusivo para atuação pela distribuidora de energia.

o - Barramento da rede elétrica de distribuição.

A1 - Conexão da estrutura metálica (moldura dos módulos e suporte do gerador fotovoltaico) à equipotencialização.

A2 - Conexão da carcaça metálica do inversor de tensão à equipotencialização.

A3 - Conexão da carcaça metálica das cargas elétricas locais à equipotencialização.

AF - Aterramento funcional.

G-1 - Gerador fotovoltaico 1.

G-n - Gerador fotovoltaico n.

M - Ponto de monitoração.

C - Ponto de controle.

SPDA – Sistema de proteção contra descarga atmosférica.

7.7 – Instalação dos Componentes de Supervisão e Controle, e Aquisição e Armazenamento de Dados

Conforme mencionado no Capítulo 4, é recomendável manter a instalação do SFV monitorada e sob controle, a fim de garantir seu funcionamento correto, confiável e eficiente. Especialmente em sistemas de maior porte, é conveniente instalar sensores e atuadores eletrônicos em pontos estratégicos do sistema (Figuras 7.29 a 7.31), coordenados por uma unidade de gerenciamento capaz de disponibilizar *in loco* e/ou remotamente informações em tempo real da operação do sistema ao usuário/operador.

Os sensores servem para medir as grandezas elétricas (tensão e corrente, tanto no lado c.c. quanto no c.a.) e outras grandezas, tais como a temperatura dos módulos fotovoltaicos e/ou das baterias e a irradiância. Os atuadores eletrônicos trabalham em conjunto com os equipamentos de medição e proteção e mudam o estado de operação do sistema de acordo com a necessidade.

A instalação dos sensores, atuadores e equipamentos da unidade de gerenciamento deve seguir os respectivos manuais dos fabricantes. Com relação à unidade de gerenciamento, seus equipamentos e acessórios, recomenda-se abrigá-los em caixa apropriada, sendo esta alocada próximo dos pontos de monitoração e/ou controle. Por medida de segurança, recomenda-se ainda fixar etiquetas em todos os componentes de proteção e controle, de modo a permitir sua identificação fácil e rápida por parte do usuário.

O monitoramento requer uma estratégia de análise de dados. A avaliação dos dados pode ser realizada visualmente *on-line* ou por programa computacional que trata e calcula os dados de acordo com as grandezas a serem avaliadas. Quanto maior a complexidade do monitoramento e do controle e a possibilidade dos dados de forma remota, maior o custo do sistema. Dessa forma a escolha do tipo de sistema de monitoramento e controle depende da sua necessidade, analisando-se criteriosamente o que realmente precisa ser monitorado, e da relação custo-benefício.

7.8 – Instalação de Outros Componentes, Cabos, Conexões e Acessórios

No que se refere à instalação dos medidores de energia dos SFCRs, estes devem ser abrigados e instalados em caixas apropriadas para tal fim, conforme recomendado pelas concessionárias em suas normas técnicas específicas para a conexão de geração própria à rede de baixa tensão. Junto à caixa de medição dos sistemas fotovoltaicos encontra-se ainda o dispositivo de seccionamento visível (DSV), que deve ficar disponível para a concessionária e será acionado em situações de manutenção na rede elétrica.

Em sistemas fotovoltaicos de bombeamento de água, as motobombas, como qualquer carga elétrica, devem ser instaladas seguindo-se as recomendações do fabricante. Com relação aos cabos de

conexão e sustentação da motobomba, os mesmos devem ser protegidos contra potencial atrito com as paredes do poço. Para instalação do reservatório de água, recomenda-se o aproveitamento do próprio relevo local, se possível, para elevação do reservatório; a utilização de uma estrutura de sustentação resistente às intempéries; e a instalação de pontos de conexão do sistema hidráulico (registros, uniões e demais conexões hidráulicas) em lugares de fácil acesso para operação e manutenção do sistema. Deve-se cuidar para minimizar o comprimento de cabos e dutos e da altura manométrica do sistema evitando perdas elétricas e hidráulicas.

Todos os componentes de um SFV (módulos, baterias, controladores de carga, inversores, cargas etc.) devem ser interconectados por meio de condutores elétricos de bitola e tipo adequados. O dimensionamento dos cabos é apresentado no Capítulo 6. A bitola dos condutores depende principalmente do circuito onde os mesmos são instalados. Seu comprimento depende do posicionamento dos vários elementos do sistema, desde que não sejam excedidos os limites permitidos para a queda de tensão. O tipo de cabo, incluindo seu isolamento, depende do ambiente (temperatura, umidade, radiação ultravioleta etc.) a que está submetido e do tipo de instalação (aérea, subterrânea, em condutos etc.) em que será utilizado.

Deve-se utilizar os cabos elétricos de bitola e qualidade recomendadas pelo projetista, ou indicadas nos catálogos técnicos dos equipamentos fornecidos pelos fabricantes, respeitando as polaridades positiva e negativa das caixas de conexão.

Os condutores utilizados nos SFVs devem ser fabricados de acordo com as normas nacionais correspondentes. Recomenda-se que a seção do condutor seja tal que a queda máxima de tensão entre o gerador fotovoltaico e as cargas não exceda 5 % da tensão nominal do sistema, ou 3 % em qualquer circuito derivado. Atenção especial deve ser dada ao trecho controlador-bateria(s), quando presente, onde a perda não deve exceder 1 %. Para a conexão do gerador fotovoltaico ao controlador de carga deve-se usar condutores com capacidade para suportar pelo menos 125 % da corrente nominal de curto-circuito do gerador.

Em toda a instalação, os condutores utilizados devem ter as polaridades positiva e negativa claramente identificadas, assim como o cabo de aterramento e de fases e neutro. Deve-se respeitar a convenção de cores dos revestimentos do cabo bipolar, ou seja, *vermelha* para o condutor positivo, *preta* para o condutor negativo e *verde* para o cabo terra. Cuidado especial deve ser observado durante a operação de desencapar as extremidades do cabo bipolar de uso externo (duplo isolamento) para não comprometer o isolamento entre os dois condutores, possibilitando a ocorrência de um curto-circuito.

Os cabos sujeitos a intempéries e diretamente expostos à luz solar, devem ter revestimento plástico resistente à radiação ultravioleta, para que não tenham que ser substituídos com frequência.

Usualmente, a instalação dos SFVs também requer terminais, fita isolante, eletrodutos, parafusos, conectores para terminais de bateria (bornes), abraçadeiras, buchas de fixação, pregos etc., para fixar os diversos elementos do sistema à suas bases e suportes, e para efetuar as conexões elétricas. Esses acessórios devem ser adequados ao tipo de material usado para as instalações. Deve-se evitar a utilização de estruturas, caixas e parafusos metálicos que apresentem facilidade de corrosão. Não se deve emendar ou soldar condutores de diferentes materiais para evitar pontos de corrosão por diferença de potencial eletroquímico. Quando houver necessidade, deve-se utilizar conectores apropriados para conexão de metais diferentes. A pré-instalação é de fundamental importância para que se verifique se todos os itens foram previstos, especialmente nas situações de instalação de sistemas em áreas remotas.

As técnicas e procedimentos usados para fixação dos condutores são as habituais de uma instalação elétrica convencional, lembrando-se de um detalhe importante: trabalha-se com corrente contínua, podendo-se ter elevados níveis de tensão (saída do arranjo FV) e corrente (circuito de armazenamento e barramento c.c.).

Deve-se utilizar sempre conectores e terminais apropriados para ligar os condutores aos equipamentos e dispositivos elétricos. Nunca utilizar bitolas menores que as indicadas pelos fabricantes dos equipamentos. Todas as conexões e terminais devem ser bem apertados, para evitar perdas desnecessárias e sobreaquecimento, provocado por mau contato elétrico e possível curto-circuito.

Em muitos casos, é indicado o uso de vaselina ou graxas especiais para proteção das conexões, principalmente nas baterias, cujos terminais costumam apresentar corrosão acentuada. Para isolar uniões em clima quente e úmido não se deve utilizar fita isolante, pois a cola da fita sofre degradação acentuada quando exposta a este tipo de clima. Fitas de autofusão são mais eficientes.

Os terminais para conexão com os outros elementos do sistema devem estar claramente identificados, segundo o circuito a que correspondam.

7.9 – Comissionamento de Sistemas Fotovoltaicos

O comissionamento do sistema consiste em verificar se o sistema foi corretamente instalado, atende às especificações de projeto e às normas cabíveis e está apto para funcionar com segurança. O comissionamento é um marco importante onde ocorre a transferência de responsabilidade da obra do instalador ao proprietário/operador do sistema, embora possa indicar pendências que o instalador deve cumprir em determinado prazo.

Para o comissionamento, é necessário que um profissional (ou equipe) especializado realize em todo o SFV um conjunto de atividades envolvendo inspeções e testes operacionais com instrumentos

apropriados. As inspeções devem ser feitas logo após as instalações e antes da operacionalização do SFV. O local deve ter seu acesso limitado e os trabalhadores devem usar equipamento adequado de proteção individual.

O comissionamento normalmente é efetuado pelo instalador, por isso é recomendável que um agente fiscalizador do contratante acompanhe os procedimentos. Deve ser elaborado um relatório com os procedimentos de comissionamento, de acordo com as recomendações dos fabricantes dos equipamentos e com as normas cabíveis. As Tabelas 7.1 e 7.2 apresentam normas que podem ser consultadas para a elaboração dos procedimentos. Esse relatório deve ser entregue com antecedência ao contratante/fiscalizador para análise antes da data de início do comissionamento. É recomedável que haja formulários de *check list* para os procedimentos de comissionamento e que sejam definidas quais as tolerâncias aceitáveis.

Os requisitos para o comissionamento variam de acordo com a complexidade do sistema, entretanto algumas condições básicas podem ser aplicadas à maioria das situações. Devem ser observados, no mínimo, os seguintes pontos durante o comissionamento:

Inspeção visual (Todos os dispositivos de seccionamento devem permanecer abertos durante a verificação).

- A qualidade e a quantidade de todos os equipamentos e componentes.
- A presença, a adequação e a localização dos componentes de seccionamento, proteção e controle.
- A presença do aterramento elétrico e do SPDA.
- A presença e a adequação dos cabos elétricos e conexões. Identificação das conexões.
- A presença de placas de advertência de choque elétrico e restrição de acesso aos ambientes de instalação dos equipamentos.
- A presença da etiqueta de identificação dos componentes de proteção e controle.
- As formas de acondicionamento dos equipamentos e componentes quanto às condições ambientais (vento, temperatura, umidade etc.).
- Montagem adequada e com segurança do painel fotovoltaico e da estrutura de suporte. A orientação e a inclinação do gerador fotovoltaico previstas no projeto. Módulos e estruturas sem danos aparentes.
- Montagem adequada e com segurança do banco de baterias, da estrutura de suporte e bandejas para retenção de ácido (volume e material adequados). Invólucro em perfeito estado e sem vazamentos. Equipamentos de manutenção e proteção para manuseio previstos no projeto.

- No caso de baterias com invólucros transparentes, o nível de eletrólito nos limites indicados e o mesmo nível em todos os elementos. As placas das baterias íntegras, presas e conectadas eletricamente. Não pode haver depósito no fundo do vaso além do esperado. Densidade do eletrólito dentro das especificações.
- No caso de montagens sobre telhados, se a estrutura está adequada para o peso e se a cobertura não foi danificada e não apresenta locais de vazamento.
- A presença e montagem dos equipamentos de monitoramento, medição e controle.
- Itens de segurança conforme normas, como, por exemplo, acessibilidade aos locais e proteções contra choque.
- Limpeza e organização do local da instalação.
- A documentação completa do sistema:
    - ✓ Informações básicas: capacidade do sistema, localização, datas de instalação e comissionamento, características e capacidades dos equipamentos principais.
    - ✓ Informações do projetista, responsável técnico e proprietário do sistema.
    - ✓ Diagrama unifilar do sistema.
    - ✓ Projeto executivo *as built.*
    - ✓ Especificações e catálogos dos equipamentos de geração (inclusive características do arranjo e séries), condicionamento de potência, armazenamento, proteções, seccionamento, aterramento, monitoramento, controle e medição. Lista de sobressalentes.
    - ✓ Relatórios de *flash test* dos módulos.
    - ✓ Manuais de manutenção e operação dos equipamentos principais, de preferência em língua portuguesa. Incluindo: plano de manutenção e procedimentos de desligamento emergencial.
    - ✓ Garantias dos equipamentos, com informação do início e período de cobertura, contatos dos fornecedores e representantes.
    - ✓ Informações sobre os projetos estruturais do sistema.
    - ✓ Para sistemas com potência instalada superior a 75 kW, deve ser fornecido ainda o prontuário de instalações elétricas, de acordo com a NR10.

Principais testes operacionais (Os testes operacionais, mecânicos e elétricos, têm como objetivo garantir que o SFV está apto para entrar em operação com segurança. Os dispositivos de seccionamento são fechados um a um conforme a medição desejada.)

- Teste mecânico das conexões elétricas (aterramento, SPDA, circuitos c.c. e c.a.) - consiste em aplicar uma determinada força controlada aos condutores de modo a tentar desfazer a conexão. Caso o condutor se solte ou a conexão dê sinais de folga, ela deve ser refeita.

- Teste de continuidade dos circuitos de aterramento e equipotencialização – consiste em atestar a continuidade em toda a extensão dos circuitos. Caso ocorra descontinuidade em algum trecho, o problema deve ser corrigido.
- Confirmação de polaridade – consiste em confirmar a polaridade do gerador fotovoltaico e verificar se a mesma está sendo respeitada nas conexões com os demais componentes do lado c.c.
- Medição da curva I x V do gerador fotovoltaico – cada série FV deve ser testada com o traçador portátil de curva I-V, medida preferencialmente com irradiação superior a 800 W/m2 no plano do painel. Os valores obtidos devem ser iguais, com uma tolerância de ± 5%, aos do flash report dos módulos e entre séries, se estas forem formadas por módulos idênticos. Em sistemas de pequeno porte (centenas de Wp), admite-se uma avaliação simplificada, feita pelas medidas de Isc e de Voc do painel, e/ou dos módulos individuais.
- Teste de resistência de isolamento do gerador fotovoltaico – consiste em medir a resistência de isolamento entre os condutores positivo e negativo do gerador fotovoltaico e a carcaça metálica dos módulos. Os valores mínimo de resistência de isolamento (em MΩ) são: 0,5 (tensão de teste de 250 V para uma tensão 1,25 x Voc < 120 V; 1,0 (tensão de teste de 500 V para uma tensão 1,25 x Voc entre 120 e 500 V; e 1,0 (tensão de teste de 1.000 V para uma tensão 1,25 x Voc entre > 500 V).
- Detecção de pontos quentes nos módulos – consiste em verificar com uma câmera termográfica se há regiões do módulo em operação com temperatura muito superior ao restante do módulo). Se isto for verificado, e não houver sombreamento, o módulo deve ser susbtituído.
- Confirmação do condutor neutro - consiste em identificar o condutor neutro e verificar se sua conexão está correspondendo com os demais componentes do lado c.a. No caso de neutro aterrado, deve se verificar esta condição.
- Confirmação de parâmetros elétricos do inversor – consiste em verificar se a tensão e a frequência de operação do inversor estão apropriadas às cargas ou à rede elétrica.
- Confirmação de parâmetros elétricos do controlador – consiste em verificar se a tensões e as correntes de operação do controlador estão apropriadas.
- Teste de funcionamento – consiste no fechamento das chaves, no sentido da geração ao consumo, e na observação da operação adequada do sistema, a qual pode ser feita através da verificação do status do controlador de carga, inversor e dispositivos de proteção, e das medições de valores de tensão e corrente (lados c.c. e c.a.) esperados. O teste de funcionamento só deve ser feito após sanado algum problema identificado nos testes anteriores. Os testes de funcionamento também devem incluir a verificação do desempenho

do sistema de monitoramento, medição e controle. As etapas do teste de funcionamento podem ser mais complexas em função do tamanho e da quantidade de equipamentos e fontes do sistema e deve ser previamente detalhada nos procedimentos de comissionamento.

- Confirmação de que as temperaturas de operação do controlador, inversor e baterias estão dentro da faixa aceitável e especificada no projeto. Se não estiverem, deve-se melhorar a ventilação dos mesmos, sem prejudicar seu IP ou a proteção contra intempéries e objetos/animais indesejados.
- Testes de qualidade de energia – consiste em medir a distorção harmônica de corrente (total e individual), a injeção de componente contínua e o fator de potência, os quais devem anteder os padrões exigidos.
- Caracterização de produção de energia – consiste em medir e verificar se a produção de energia do sistema está como esperado. Essa verificação ocorre principalmente quando há contratos com garantias de disponibilidade mínima de energia, normalmente para sistemas conectados à rede. São necessárias medição da energia gerada e medição de irradiância, de temperatura do módulo e da potência nominal do gerador FV, para o cálculo da energia esperada. A energia gerada deve estar dentro de uma tolerância em relação à energia esperada para aceitação do sistema. O número de dias necessários para essa verificação deve ser acordado entre contratado e contratante. Essa verificação pode se estender além do período de comissionamento.

Após a conclusão do comissionamento, deve ser apresentado o *relatório de comissionamento* com pelo menos as seguintes informações:

- Período do comissionamento e data do relatório;
- Participantes e suas assinaturas, principalmente do responsável técnico pelo comissionamento;
- Todos os procedimentos e resultados de comissionamento;
- Listas de problemas encontrados e procedimentos realizados para saná-los;
- Lista de pendências;
- Estimativa de possíveis problemas futuros percebidos pelas inspeções do comissionamento.

Após a emissão do relatório do comissionamento, em havendo pendências, deve-se acordar entre contratante e contratada uma data para regularização do sistema.

7.10 – Referências

ABNT NBR 15389:2006 - **Bateria chumbo-ácida estacionária regulada por válvula - Instalação e montagem**. Associação Brasileira de Normas Técnicas.

ABNT NBR 16149:2013 - **Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Associação Brasileira de Normas Técnicas.

ABNT NBR 16150:2013 - **Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimento de ensaio de conformidade**. Associação Brasileira de Normas Técnicas.

ABNT NBR 5410:2004 - **Instalações elétricas de baixa tensão**. Associação Brasileira de Normas Técnicas.

ABNT NBR 5419:2005 - **Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas**. Associação Brasileira de Normas Técnicas.

ABNT NBR IEC 62116:2012 - **Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede Elétrica**. Associação Brasileira de Normas Técnicas.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 3, Acesso ao Sistema de Distribuição**. 2012.

CERON – **Pregão 043/2012 - Projeto Básico do Parintins Anexo_I do Termo de Referência PE_043_2012**. (Projeto básico para licitação de sistemas fotovoltaicos conectados a rede na cidade de Parintins, AM. Projeto P&D de Smart Grid em Parintins das Distribuidoras da Eletrobras.) Consultado em junho de 2013, em http://www.eletrobrasrondonia.com/www/cfms_licit/cons_edt.cfm?tipo=Preg%C3%A3o.

DUNLOP, J. (National Joint Apprenticeship and Training Committee for the Electrical Industry). **Photovoltaic Systems**. 1a ed. USA: American Technical Publishers, Inc., 2007. 452 p.

Florida Solar Energy Center. **Photovoltaic system design - Course manual**. FSEC-GP-31-86, 1991.

Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (Gedae) - Universidade Federal do Pará (UFPA). Site: http://www.ufpa.br/gedae.

Grupo FAE/DEN - Universidade Federal de Pernambuco (UFPE). **Curso para instaladores de pequenos sistemas fotovoltaicos autônomos**. Apostila, 1993.

IDEAAS - Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas e da Auto Sustentabilidade. Disponível em: <http://www.ideaas.org>. Acesso em: 11 nov. 2012.

IEC 60364-7-712:2002 - **Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems**. International Eletrotechnical Commission.

IEC 62109-2:2011 - **Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters**. International Eletrotechnical Commission.

IEC 62446:2009 - **Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection**. International Eletrotechnical Commission.

IEC TS 62257-5:2005 - **Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification – Part 5: Protection against electrical hazards**. International Eletrotechnical Commission.

IEC TS 62257-7-1:2010-12 - **Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification – Part 7-1: Generators - photovoltaic arrays**. International Eletrotechnical Commission.

IEEE 937-2007 - **Recommended practice for installation and maintenance of lead-acid batteries for photovoltaic (PV) systems**. Institute of Electrical and Electronics Engineers.

Informação Técnica DTE/DTP-01/12 - **Procedimentos para a conexão de acessantes ao sistema de distribuição da light SESA – Conexão em baixa tensão**. Versão: 13 de dezembro de 2012.

Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF) - Instituto de Eletrotécnica e Energia (IEE) - Universidade de São Paulo (USP). Site http://lsf.iee.usp.br/lsf/.

Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Observatório Nacional. Disponível em: <http://www.on.br/conteudo/modelo.php?endereco=servicos/servicos.html>. Acesso em: 23 fev. 2013.

MORALES, L. R. V. **A Utilização de sistemas fotovoltaicos de bombeamento para irrigação em pequenas propriedades rurais**. São Paulo, Brasil: Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, 2011.

Norma de Distribuição ND 5.30 **- Manual de Distribuição - Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig - Conexão em Baixa Tensão**. Versão: 30 de novembro de 2012.

Norma Regulamentadora NR-10 - **Segurança em instalações e serviços em eletricidade**. Ministério do Trabalho e Emprego.

Norma Regulamentadora NR-35 - **Trabalho em altura**. Ministério do Trabalho e Emprego.

OSTERNACK, D.; SPERANDIO, C. A.; TEIXEIRA, F. D.; CATAI, R. E.; MATOSKI, A. **Estudo de caso de ventilação natural e artificial em uma sala de baterias do tipo chumbo-ácidas**. VI Congresso nacional de Excelência em gestão, 2010.

Photovoltaic Design Assistance Center, Architectural Energy Corporation. **Maintenance and operation of stand-alone photovoltaic systems**. Sandia National Laboratories, 1991.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia.** 1. ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

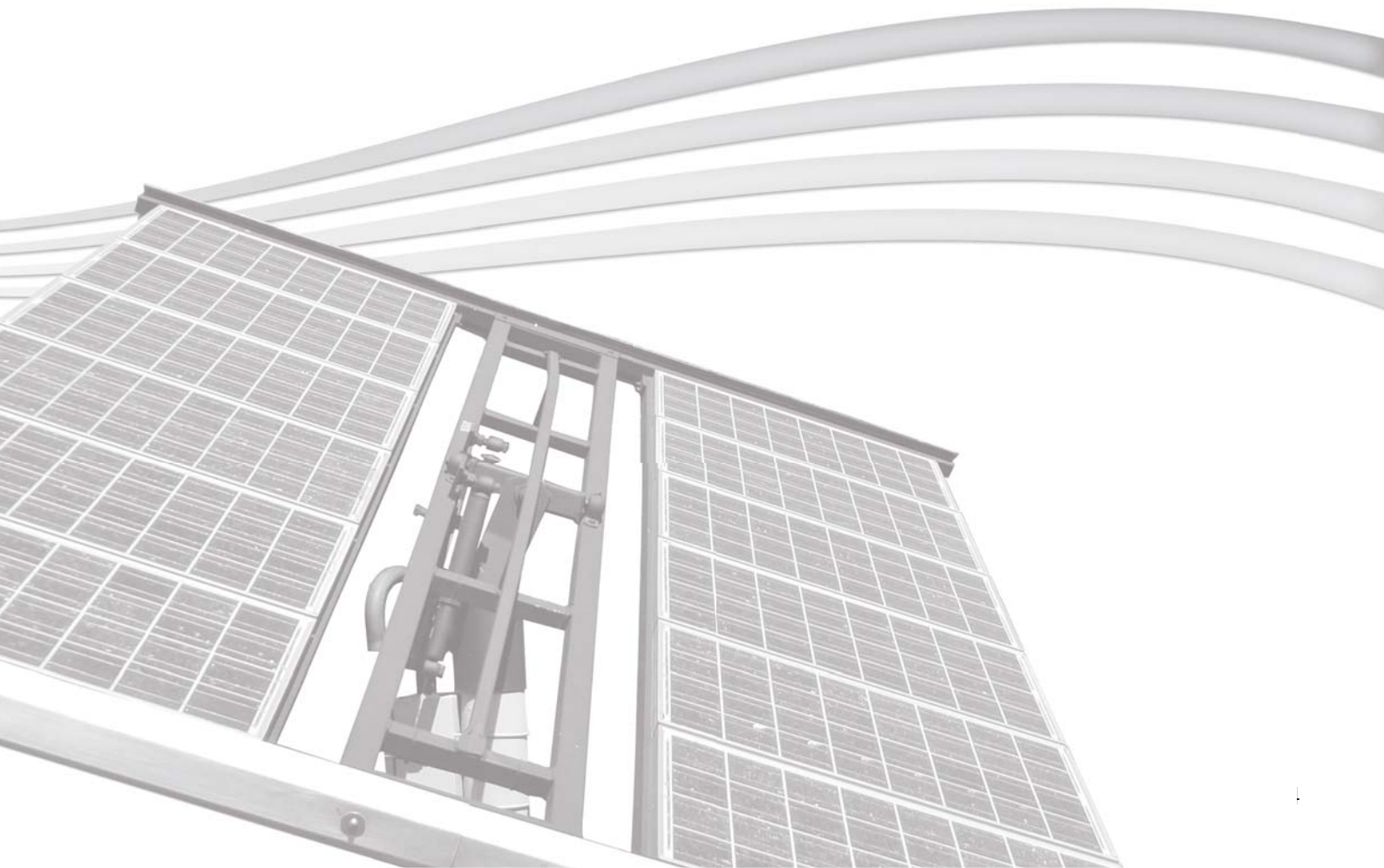
PROGRAMA ALTENER. **Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. Projeto GREENPRO. Portugal. Janeiro de 2004.

Sandia National Laboratories, Photovoltaic Design Assistence Center. **Stand-alone photovoltaic systems - A handbook of recommended design practices**. 1991.

Siemens Solar Industries - Training Department. **Photovoltaic technology and system design - Training manual**. Edition 4.0, 1990.

SolarWorld - **Sunfix - Manual de equipamento.** Disponível em: <http://www.solarworld.com>. Acesso em: 23 fev. 2013.

CAPÍTULO 8

OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

CAPÍTULO 8 – OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Todo sistema fotovoltaico (SFV) deve passar por inspeção e manutenção regularmente, de forma a garantir uma operação eficiente e impedira ocorrência de problemas futuros. Para isso, recomenda-se elaborar e seguir um plano de operação e manutenção, baseando-se nas recomendações feitas pelos fabricantes dos equipamentos utilizados no sistema e nas normas pertinentes à segurança e à utilização dos equipamentos envolvidos na instalação fotovoltaica.

A manutenção a ser realizada em SFVs, especialmente nos de pequeno porte, é relativamente rápida e simples. Nos SFIs individuais de pequeno porte, alguns procedimentos para uma boa manutenção preventiva podem ser realizados pelo próprio usuário do sistema. Contudo, no caso de sistemas instalados pela distribuidora, como os sistemas tipo SIGFI, recomenda-se que o usuário não interfira no sistema.

Os procedimentos de manutenção corretiva exigem conhecimentos mais profundos acerca dos componentes do sistema e geralmente necessitam de peças de reposição, por isso, devem ser realizados por pessoas capacitadas.

A seguir são apresentadas recomendações de segurança pessoal e procedimentos de operação, manutenção e inspeção para os vários componentes de um SFV, com maior ênfase em SFIs de pequeno porte. Um guia para auxiliar na identificação e solução dos problemas mais comuns é fornecido neste capítulo.

8.1–Recomendações sobre Segurança

Apesar das baixas tensões tipicamente geradas pelos módulos fotovoltaicos e baterias, em SFIs de pequeno porte, ambos podem fornecer níveis letais de corrente elétrica. Além disso, a associação desses componentes pode tornar ainda mais perigosa a manipulação dos SFVs. Em SFCRs com potências de unidades de kWp já são comuns tensões nominais de centenas de volts em c.c., sendo que em SFIs dotados de controladores de carga com SPPM, isto também pode se verificar.

Dessa forma, tanto os procedimentos de instalação como de manutenção devem ser realizados por pessoal habilitado e treinado conforme a Norma NR-10[1] e em curso de primeiros socorros. No caso de instalação de painéis fotovoltaicos sobre telhados, trata-se de trabalho em altura, de forma que

[1]No Brasil, as *Normas Regulamentadoras*, também conhecidas como NRs, regulamentam e fornecem orientações sobre procedimentos obrigatórios relacionados à segurança e medicina do trabalho. Essas normas são citadas na Consolidação das Leis do Trabalho (CLT) e são de observância obrigatória por todas as empresas brasileiras regidas pela CLT. Periodicamente são revisadas pelo Ministério do Trabalho e Emprego (MTE). A NR-10 estabelece os requisitos e condições mínimas exigidas para garantir a segurança e saúde dos trabalhadores que interagem com instalações elétricas, em suas etapas de projeto, construção, montagem, operação e manutenção, bem como de quaisquer trabalhos realizados em suas proximidades.

o conhecimento dos procedimentos da NR-35[2] também se faz necessário. O conhecimento do trabalhador deve incluir o uso e inspeção de equipamentos de proteção individual (EPI), bem como o uso de ferramentas isoladas e dos instrumentos de medição. Pessoas que trabalham com condutores energizados ou próximos a eles devem ser capazes de identificar quais equipamentos e condutores podem estar energizados e qual o seu nível de tensão, avaliar os riscos do tipo de trabalho a ser efetuado e determinar quais os EPIs e demais procedimentos de segurança são necessários.

Os procedimentos citados a seguir devem ser cuidadosamente observados sempre que uma manutenção se fizer necessária. Informações adicionais são apresentadas no Capítulo 7.

Antes de iniciar os trabalhos em locais com instalações elétricas, especialmente com baterias, qualquer objeto pessoal metálico (cordão, relógio, anel etc.) deve ser retirado. O trabalho com baterias não deve ser feito nunca por apenas uma pessoa, e sim conjuntamente por, pelo menos, dois trabalhadores.

Os módulos fotovoltaicos produzem energia elétrica sempre que alguma luz solar incide sobre eles. Assim, para mantê-los desenergizados, seria necessário cobri-los com um material opaco.

Durante a manutenção, o técnico deve manter-se isolado de partes energizadas do circuito ou de pontos de aterramento, ou seja, deve permanecer em "potencial flutuante". Deve-se usar luvas e calçados isolantes durante a manutenção no SFV.

Ao realizar alguma modificação na instalação, ou troca de algum componente do SFV, o mesmo deve estar desenergizado, para evitar risco de choques elétricos, curtos-circuitos acidentais e ocorrência de arcos elétricos. Lembramos, mais uma vez, que a desenergização do SFV implica em desconexão do painel fotovoltaico e do banco de baterias, o que permite trabalhar com o restante do sistema totalmente desenergizado. Porém, para trabalhos no banco de baterias, não é possível desenergizá-lo, e, no caso do painel, somente quando há a obstrução completa da incidência de luz.

As extremidades de empunhadura das ferramentas metálicas, usadas durante a manutenção dos componentes elétricos, devem estar adequadamente isoladas com uma fita ou revestimento não condutivo de plástico resistente. Nunca se deve colocar ferramentas ou outros objetos metálicos sobre as baterias para evitar curto-circuito. Além disso, as ferramentas devem, se possível, ser mais curtas do que a distância entre os terminais da bateria, para reduzir a possibilidade de causar um curto-circuito, em caso de queda. Curtos-circuitos em baterias podem fundir o elemento causador do curto e até causar a explosão da bateria, provocando sérias queimaduras e ferimentos à pessoa que está efetuando o trabalho.

[2]A NR-35 estabelece os requisitos mínimos e as medidas de proteção necessárias para o trabalho em altura, como o planejamento, a organização e a execução, a fim de garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores com atividades executadas acima de dois metros do nível inferior, onde haja risco de queda.

Antes do início dos trabalhos, o compartimento das baterias deve ser bem ventilado, pois pode haver acúmulo de gás H_2 liberado durante o carregamento, criando uma atmosfera inflamável e com risco de explosão. Além disso, possíveis fontes de ignição, tais como, cigarros, faíscas, chamas etc., devem estar afastadas das baterias. Por isso, alguns manuais recomendam ainda que antes de entrar no compartimento da bateria e de fazer contato com a mesma, deve-se tocar uma superfície aterrada para descarregar a eletricidade estática que pode haver no corpo. O acúmulo de carga eletrostática no corpo ocorre principalmente quando a pessoa está eletricamente isolada (p.ex. utilizando calçados de borracha) e está em ambientes secos.

Como as baterias de chumbo-ácido contêm ácido sulfúrico (H_2SO_4) de alta concentração, ao manuseá-las deve-se usar protetores para o rosto ou óculos de segurança, luvas de borracha e avental de borracha que previnem contra derramamento ou respingo de ácido. É importante ainda manter no local, água e bicarbonato de sódio para remover e neutralizar o ácido, nos casos de emergência, conforme indicado no Quadro 8.1.

Quadro 8.1 - Ações recomendadas em caso de acidente com ácido de baterias.

Ocorrência	Ação
Ácido nos olhos	Lavar os olhos com água corrente por pelo menos dez minutos. Procurar imediatamente assistência médica.
Ácido na pele	Neutralizar imediatamente o ácido com uma solução de água e bicarbonato de sódio. Lavar a região afetada com água fresca em abundância.
Ingestão de ácido	Beber grande quantidade de água ou leite de magnésia, ovo batido ou óleo vegetal. Procurar imediatamente assistência médica.

Baterias são pesadas, por isso seu manuseio apresenta risco ergonômico significativo (esforço físico, possibilidade de lesões, desconforto, etc.). Assim, quando houver necessidade de movimentá-las, é recomendável utilizar cintas para sua elevação e estruturas de suporte apropriadas para transporte. Essa estrutura pode ser adquirida com ou projetada pelo fabricante.

As instruções de segurança, manipulação e vigilância periódica da operação dos equipamentos do SFV devem ser repassadas ao usuário final por pessoal técnico capacitado, normalmente responsável pelo projeto e/ou instalação do SFV.

8.2 – Procedimentos e Cuidados de Operação

A operação de um SFV geralmente é simples, requerendo pouca intervenção do usuário para o funcionamento, e muitas vezes o sistema é projetado para operar de forma totalmente automática.

Em SFVs que requerem a manipulação por parte do usuário para o correto funcionamento, deve-se elaborar um manual de operação, de fácil compreensão, e realizar treinamento para o usuário final do sistema, indicando o momento e o procedimento necessário para alguma intervenção e a

periodicidade que se deve fazer a supervisão de parâmetros que indicam o funcionamento adequado do sistema, como por exemplo, o acompanhamento do nível de carga do banco de baterias (podendo tomar como referência a tensão do banco de baterias), a verificação da atuação dos componentes de condicionamento de potência (tais como, controlador de carga e inversor), a verificação da potência elétrica produzida e demandada pelo sistema, entre outros.

Mesmo para os sistemas fotovoltaicos operados e mantidos pela distribuidora ou prestadora de serviço capacitada, deve-se elaborar o manual de procedimentos de operação e de manutenção, seguindo as recomendações dos fabricantes.

8.3 – Procedimentos de Manutenção Preventiva de Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFIs)

A manutenção preventiva consiste em um conjunto de ações programadas para garantir o bom funcionamento e a vida útil dos componentes e evitar falhas no funcionamento do SFV.

Recomenda-se fazer inspeções periódicas nos SFVs, já que desta forma pequenos problemas podem ser identificados e corrigidos, de modo a não afetar a operação do sistema. A inspeção periódica deve ser iniciada logo após a instalação do sistema, quando ele, supostamente, está operando satisfatoriamente.

A seguir, são apresentados, para alguns componentes, procedimentos simples de manutenção preventiva que, se bem realizados, garantem o adequado funcionamento do sistema.

8.3.1–Gerador fotovoltaico

Os módulos FV têm geralmente uma garantia contra defeitos de fabricação de 3 a 5 anos, e garantia de rendimento mínimo durante 25 anos. Assim, em caso de se constatar defeitos cobertos pelo termo de garantia, a garantia deve ser requerida, e os módulos fotovoltaicos afetados devem ser substituídos pelo fabricante. Maiores detalhes sobre a garantia de módulos fotovoltaicos são disponibilizados no item 3.4.1.

Os módulos fotovoltaicos não são a principal causa de problemas nos SFVs.

8.3.1.1– Aspectos físicos

Na inspeção visual devem ser verificadas as condições físicas de cada módulo fotovoltaico, certificando-se de que a superfície frontal está íntegra e limpa, as células não apresentam sinais de rachadura e descoloração, a estrutura de fixação do painel fotovoltaico está fixa, sem pontos de corrosão e devidamente aterrada.

Deve-se ainda observar a presença de algum sombreamento causado pelo crescimento de vegetação próxima ao painel, algo que é comum no interior do Brasil.

Caso haja necessidade de limpeza dos módulos antes de efetuar as medidas, deve-se utilizar uma flanela limpa e água. Cuidados devem ser tomados para evitar que o vidro seja arranhado por partículas abrasivas que fiquem presas na flanela. Por este mesmo motivo, o uso de sabão e jóias (anéis e relógios) não é recomendado. Durante a limpeza, o trabalhador deve observar o seu posicionamento, evitando apoiar-se nos módulos.

Nos dias em que o tempo estiver claro e com poucas nuvens, os módulos deverão ser limpos preferencialmente no início da manhã ou no final da tarde, de forma a evitar que possíveis choques térmicos, resultantes de água fria sobre um módulo muito quente, danifiquem o vidro de cobertura do módulo.

Se os módulos estiverem instalados em ambiente muito empoeirado, recomenda-se limpá-los mais frequentemente, pois períodos muito longos sem limpeza podem prejudicar significativamente o desempenho do sistema. Perdas de até 10 % no desempenho já foram verificadas em módulos instalados no Brasil em regiões de muita poeira. Tal limpeza poderá ser feita pelo próprio usuário, se este for devidamente instruído para isso.

O ângulo de inclinação dos módulos, com tolerância de 5º daquele especificado no dimensionamento do sistema, pode ser verificado com o uso de um inclinômetro (Figura 8.1) ou, na falta deste, de um transferidor.

Figura 8.1 – Inclinômetro.

Com o uso de uma bússola, pode-se verificar também, o ângulo azimutal dos módulos. Geralmente, o painel aponta para o Norte Verdadeiro, quando situado no hemisfério Sul, e para o Sul Verdadeiro, quando no hemisfério Norte. Entretanto, conforme mostrado no Capítulo 7, ângulos diferentes podem ser utilizados. A correção necessária às leituras provenientes da bússola deve ser

realizada de acordo com a Declinação Magnética do local, conforme também mencionado no Capítulo 7.

8.3.1.2 – Aspectos elétricos

Para avaliar o desempenho do gerador fotovoltaico, recomenda-se medir sua tensão de circuito aberto (V_{oc}) e sua corrente de curto-circuito (I_{sc}), conforme descrito a seguir. Apesar dos procedimentos serem aqui descritos em separado, geralmente as duas grandezas (V_{oc} e I_{sc}) são medidas numa mesma operação.

Procedimentos para medir a tensão de circuito aberto (V_{oc})

Gerador fotovoltaico

Com o gerador fotovoltaico desconectado do sistema (para que se obtenha a V_{oc} do gerador e não a tensão regulada pelo controlador de carga, quando se trata de um SFI), pode-se medir a V_{oc} com o uso de um voltímetro c.c., como mostrado na Figura 8.2. Deve ser verificado previamente se o instrumento é adequado ao nível de tensão a ser medido e se a escala utilizada está correta.

Cabe lembrar que algumas configurações de SFVs podem apresentar níveis de tensão e corrente letais. Apesar da baixa tensão de um módulo fotovoltaico individualmente, a conexão de vários em série pode atingir tensões de 1.000 V_{cc}. Mesmo com baixa irradiância solar tem-se quase a tensão máxima nos terminais do módulo fotovoltaico. Sempre deve se usar equipamento de proteção, especialmente luvas isolantes adequadas para a tensão de trabalho.

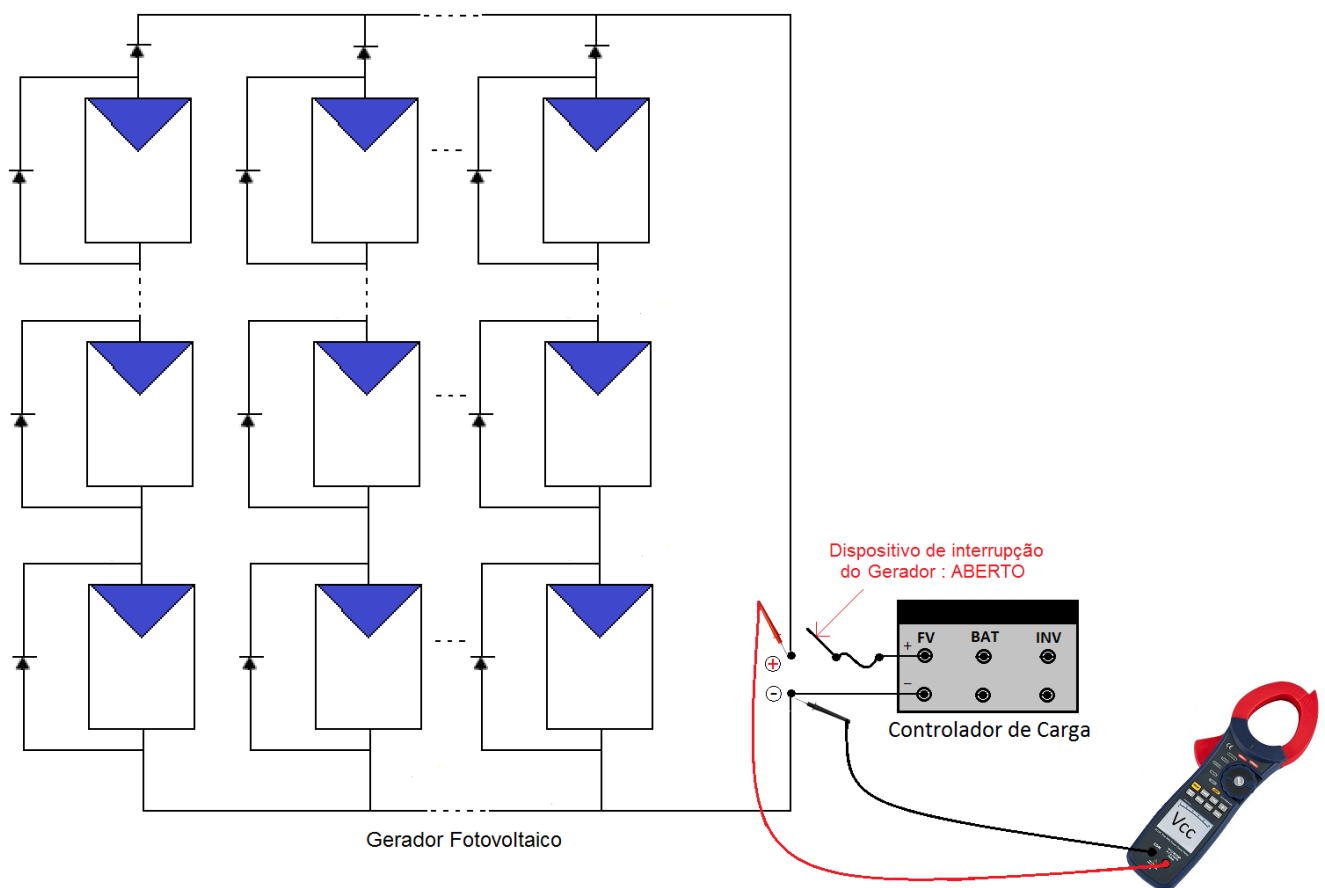



Figura 8.2 – Exemplo de medição da tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico em um sistema com baterias. Normalmente o seccionamento do painel poderá ser feito num disjuntor ou fusível.

Em sistemas com geradores fotovoltaicos formados por mais de uma fileira de módulos (série fotovoltaica), para uma avaliação simplificada, pode-se apenas medir a V_{oc} por fileira e comparar com os valores obtidos para as demais fileiras, os quais devem ser similares. Tais sistemas geralmente incluem fusíveis de proteção (ou disjuntores) por fileira, instalados na caixa de junção do gerador fotovoltaico, que devem ser desconectados (seccionados) para efetuar as medidas individuais das fileiras.

Para uma melhor avaliação, deve-se multiplicar a V_{oc} especificada pelo fabricante (corrigida), pelo número de módulos conectados em série, e compará-la com valor medido da tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico.

Do Capítulo 3 sabe-se que a temperatura especificada nas STC é de 25 °C e que a V_{oc} tem grande dependência da temperatura das células. Sabe-se ainda que os módulos geralmente funcionam no Brasil em temperaturas bem superiores a 25 °C, de forma que, para uma avaliação mais consistente, é necessário corrigir o valor da V_{oc} informado pelo fabricante (ver item 4.1.3.2), utilizando o respectivo coeficiente de temperatura, o qual também deve ser fornecido pelo fabricante.

Para isso, a temperatura do módulo deve ser medida simultaneamente à medida da V_{oc}, com auxílio de um termômetro infravermelho (Figura 8.3).

Figura 8.3 – Termômetro infravermelho.

Em função da imprecisão inerente à metodologia, desvios na V_{oc} de até ±15% entre fileiras, bem como em relação ao valor esperado calculado, são considerados aceitáveis.

Módulo fotovoltaico

Caso tenha sido observado que o painel, ou uma série fotovoltaica não apresentou a tensão esperada, ou que uma série apresentou valor diferente das demais, deve-se medir individualmente a V_{oc} dos módulos dessa fileira para verificar onde pode se encontrar o problema.

Mantendo o gerador desconectado do sistema, o voltímetro c.c. deve ser colocado entre os terminais positivo e negativo de cada módulo, não havendo necessidade de desconectar os módulos do conjunto, se as séries estiverem isoladas, ou se forem dotadas de diodos de bloqueio. Este procedimento é apresentado na Figura 8.4. A medida deve ser feita diretamente nos terminais do módulo, acessados no interior da caixa de conexão (ver Figura 4.6) na sua face traseira. Deve-se ter cuidado ao abrir essa caixa para não quebrá-la. Para evitar a penetração de umidade, deve-se também ter o cuidado de fechar e vedar corretamente a caixa após a medição e mantê-la aberta o mínimo possível.

No caso de módulos com conectores (ver Figura 4.7), torna-se então necessário desconectá-los um a um para efetuar a medida. Deve-se certificar que sejam corretamente reconectados ao fim dos trabalhos, de forma a evitar mau contato. Alguns tipos de conectores podem requerer o uso de uma ferramenta especial para desconexão.

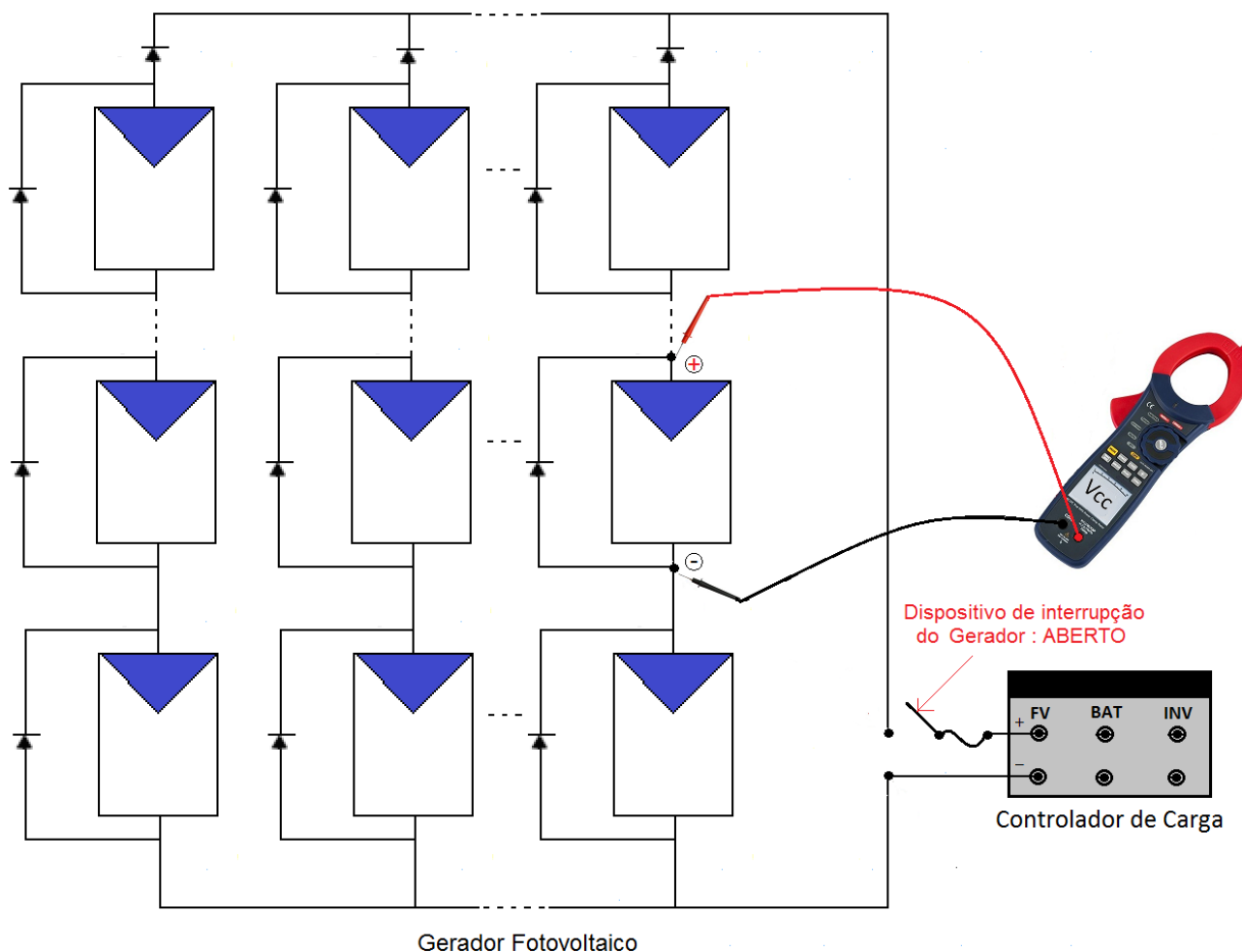



Figura 8.4 – Exemplo de medição da tensão de circuito aberto de um módulo.

A V_{oc} medida para cada módulo deve ser comparada com as especificações do fabricante, com a devida correção devida à temperatura. Em função da imprecisão inerente à metodologia, desvios de até 15% em relação ao valor esperado calculado, são considerados aceitáveis.

No caso de se constatar que a V_{oc} está efetivamente inferior ao valor esperado, seguir os procedimentos do Quadro 8.2 para eliminar o problema.

Procedimentos para medir a corrente de curto-circuito (I_{sc})

Nos SFIs, no momento de medir as I_{sc} dos módulos ou do gerador fotovoltaico, recomenda-se tomar muito cuidado para não curto-circuitar os terminais do banco de baterias. Para isso, deve-se garantir que o(s) dispositivo(s) de interrupção ou chave(s) seccionadora(s) inserido(s) entre o gerador fotovoltaico e o banco de baterias esteja(m) aberto(s).

Gerador fotovoltaico

A leitura da I_{sc} é realizada com o uso de um amperímetro c.c. Para realizar a medição, deve-se ligar as conexões do gerador e curto-circuitar os terminais positivo e negativo do painel inteiro entre si. Pode-se utilizar um alicate amperímetro c.c. (como mostrado na Figura 8.5) ou um amperímetro em

série (colocando-se uma ponta de prova do instrumento no terminal positivo e outra no terminal negativo do conjunto, curto-circuitando assim os terminais); contudo, o uso do alicate amperímetro é mais conveniente e seguro. Deve-se ainda usar um cabo com bitola apropriada e evitar centelhamento no momento da conexão do curto-circuito. Para painéis fotovoltaicos de maior porte o ideal é utilizar uma chave seccionadora dimensionada para os níveis de V_{oc} e I_{sc} do gerador, instalada na posição desligada entre os terminais a curto-circuitar e que, quando acionada , seja capaz de extinguir o arco elétrico do chaveamento.

Cuidados especiais devem ser sempre tomados ao abrir ou fechar circuitos de elevada corrente contínua, pois os arcos elétricos c.c. são difíceis de extinguir e podem causar sérias queimaduras e/ou danos ao equipamento.

Como o valor da I_{sc} do gerador pode ser mais alto do que a capacidade do amperímetro, para evitar danos ao instrumento, recomenda-se estimar o valor da corrente máxima antes de realizar as medições. Isto pode ser feito multiplicando-se a I_{sc} informada pelo fabricante para cada um dos módulos, pelo número de fileiras de módulos conectadas em paralelo no sistema. Devem-se iniciar as medições com o amperímetro ajustado para sua mais alta faixa de operação e, gradativamente, ir reduzindo a escala.

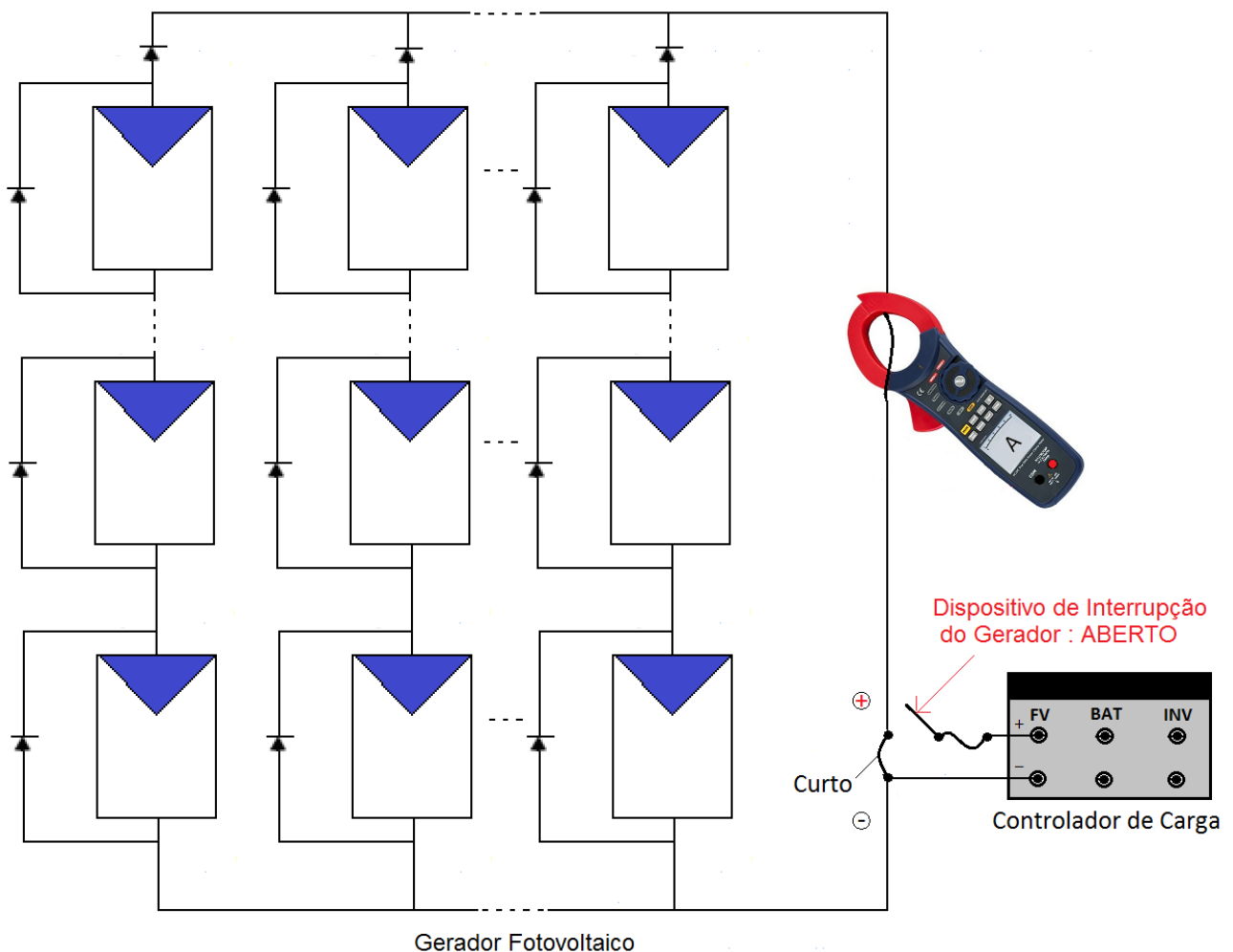



Figura 8.5–Exemplo de medição da corrente de curto-circuito do gerador.

Cabe lembrar que algumas configurações de SFVs podem apresentar níveis de tensão e corrente letais. Apesar da baixa tensão de um módulo fotovoltaico individualmente, a conexão de vários módulos em série pode atingir tensões de 1.000 V_{cc}. Mesmo com baixa irradiância solar tem-se quase a tensão máxima nos terminais do módulo fotovoltaico. Sempre deve se usar equipamento de proteção, especialmente luvas isolantes adequadas para a tensão de trabalho.

Em sistemas com geradores fotovoltaicos formados por mais de uma fileira de módulos (série fotovoltaica), para uma avaliação simplificada, pode-se apenas medir a Isc por fileira e comparar com os valores obtidos para as demais fileiras, os quais devem ser similares. Tais sistemas geralmente incluem fusíveis de proteção (ou disjuntores) por fileira, instalados na caixa de junção do gerador fotovoltaico, que devem ser desconectados (seccionados) para efetuar as medidas individuais das fileiras.

Para uma melhor avaliação, deve-se comparar a I_{sc} especificada pelo fabricante (corrigida) com o valor medido, principalmente se as condições de irradiância forem variáveis em função da presença de nuvens.

Do Capítulo 3 sabe-se que a irradiância especificada nas STC é de 1000 W/m^2 e que a I_{sc} é função da irradiância incidente nas células. Uma vez que as condições de irradiância no momento das medidas são arbitrárias, para uma avaliação mais consistente, é necessário corrigir o valor da I_{sc} informada pelo fabricante (ver item 4.1.3.2), para a irradiância vigente no momento da medição (ver item 3.3.5.1). A irradiância, por sua vez, deve ser medida com um solarímetro portátil (Figura 8.6), simultaneamente à medida da I_{sc}.

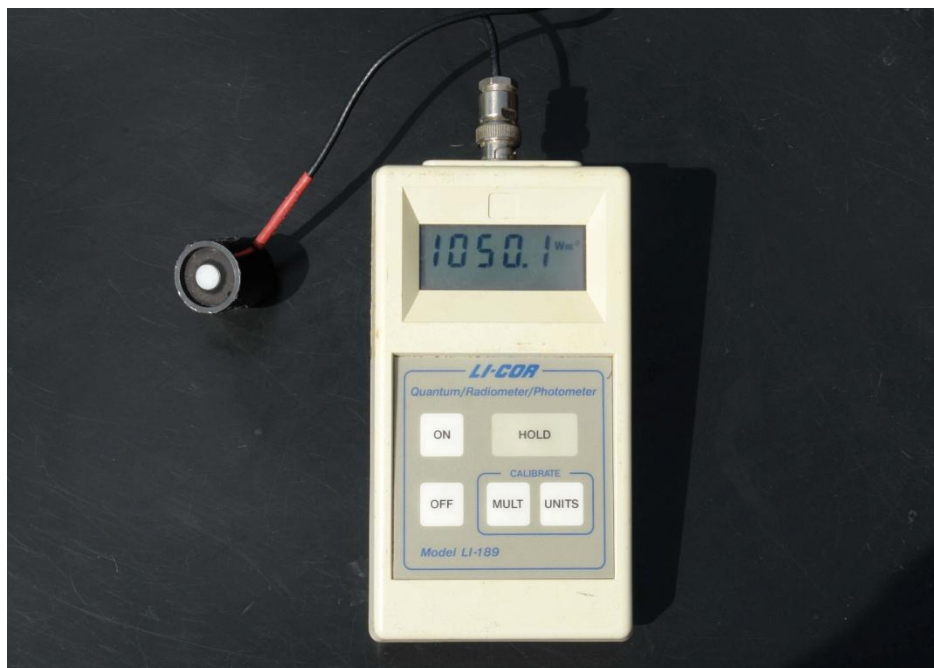



Figura 8.6 – Solarímetro portátil.

Durante as medidas de I_{sc}, deve-se considerar que a irradiância solar pode sofrer variações significativas em períodos de segundos. Assim, enquanto as medições estiverem sendo realizadas, é importante observar a indicação do medidor de irradiância, e somente fazer as medidas em condições de estabilidade. Outro fator fundamental que deve ser considerado é a limpeza dos módulos, uma vez que módulos sujos fornecem uma corrente elétrica menor.

Para o painel como um todo, a I_{sc} medida deve ser comparada com o valor informado pelo fabricante, corrigido e multiplicado pelo número de fileiras.

Em função da imprecisão inerente à metodologia, desvios de I_{sc} de até ±15% entre fileiras, bem como em relação ao valor esperado calculado, são considerados aceitáveis.

Módulo fotovoltaico

Caso tenha sido observado que uma série fotovoltaica não apresentou a I_{sc} esperada ou uma série apresentou valor diferente das demais, deve-se medir individualmente a I_{sc} de cada um dos módulos dessa fileira para verificar onde pode se encontrar o problema.

Caso o instrumento utilizado seja um alicate amperímetro, pode-se usar um trecho de cabo para conectar os terminais positivo e negativo de cada módulo, como mostrado na Figura 8.7. É importante usar um cabo com bitola apropriada para a corrente esperada. Não há necessidade de desconectar os módulos do conjunto, se as séries estiverem isoladas, ou se forem dotadas de diodos de bloqueio. Valem aqui as observações já apresentadas sobre o acesso ao módulo, que poderá ser na caixa de conexão ou em terminais externos. Conforme citado anteriormente, no momento do teste, deve-se medir simultaneamente o nível de irradiância.

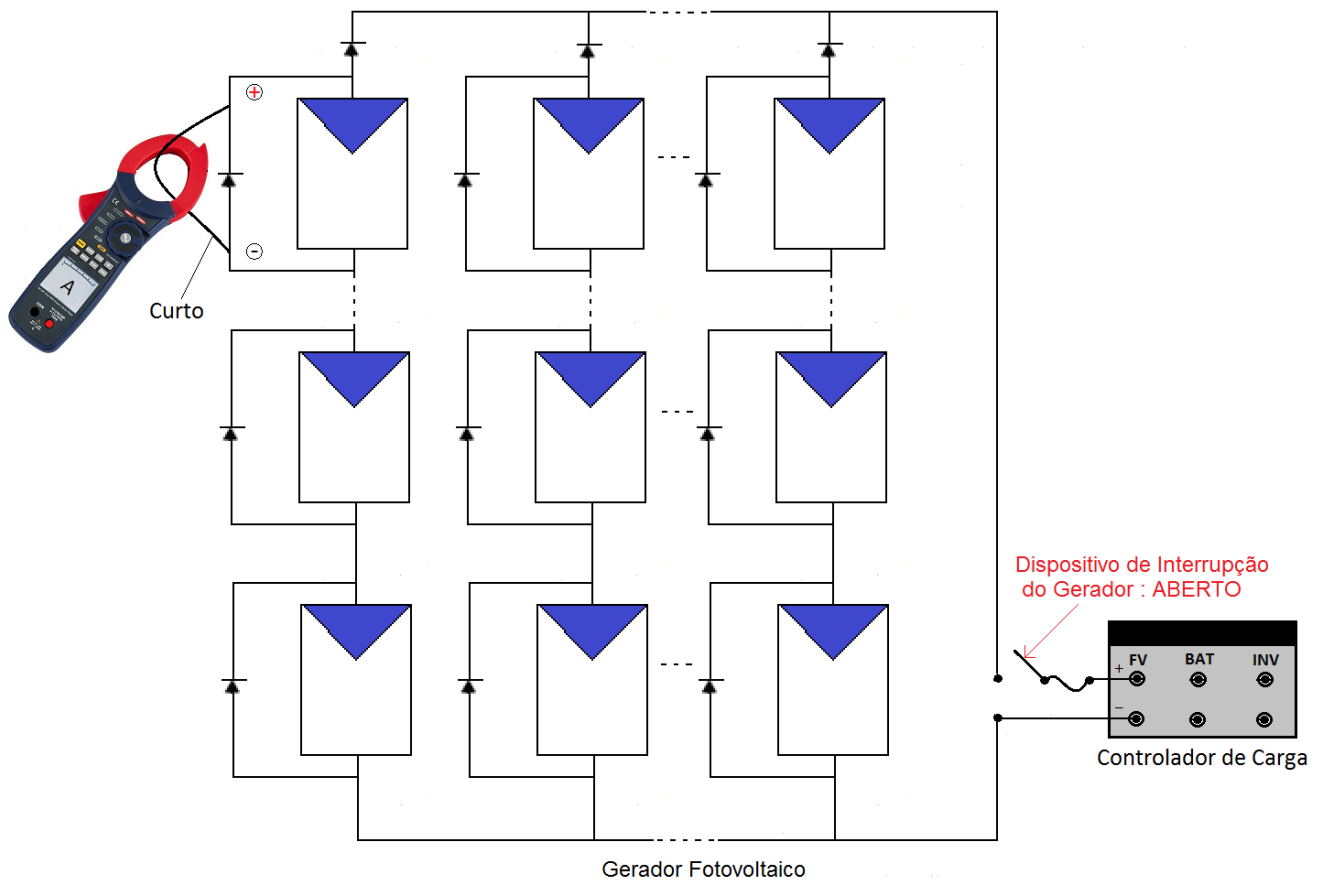



Figura 8.7 – Exemplo de medição da corrente de curto-circuito de um módulo.

Em função da imprecisão inerente à metodologia, desvios de até 15% em relação ao valor esperado calculado, são considerados aceitáveis.

Se a corrente de I_{sc} de algum módulo estiver significativamente abaixo do valor esperado recomenda-se seguir os procedimentos do Quadro 8.2 para eliminar o problema. O teste de detecção de pontos quentes pode confirmar se há dano no módulo fotovoltaico.

Traçador portátil de curva I-V

A melhor ferramenta disponível no mercado para verificação e caracterização de módulos ou painéis fotovoltaicos em campo é o traçador de curva I-V portátil. Tais equipamentos permitem a deteção muito mais precisa e confiável de problemas em módulos e painéis fotovoltaicos instalados em campo, do que as medidas manuais de I_{sc} e V_{oc}.

Os traçadores são equipamentos microprocessados, dotados de solarímetro e sensor de temperatura integrados (a serem fixados no módulo sob teste), sendo disponíveis desde traçadores para apenas módulos individuais até aqueles capazes de medir painéis com dezenas de kWp.

Seu principio de operação se baseia em uma varredura em toda a faixa de tensão de operação do módulo parar obter os pontos da curva I-V, sendo assim capaz de fornecer, além das curvas I-V e P-V, todos os seus parâmetros: V_{oc}, I_{sc}, V_{MP}, I_{MP}, P_{MP} e FF, já convertidos para as STC.

É recomendado o uso de um traçador capaz de medir o painel como um todo, assim como as fileiras em separado. Caso seja detectado problema na característica I-V de uma das fileiras, deve-se então, levantar a curva dos módulos desta fileira individualmente, no intuito de detectar o(s) módulo(s) defeituoso(s).

A própria análise visual do formato da curva I-V fornece informação relevante, permitindo identificar diversas anomalias em células/módulos, conforme já mostrado nos Capítulos 3 e 4. A Figura 8.8 resume as 5 irregularidades na curva de uma fileira que devem ser observadas, de acordo com as respectivas interpretações nos parágrafos que se seguem.

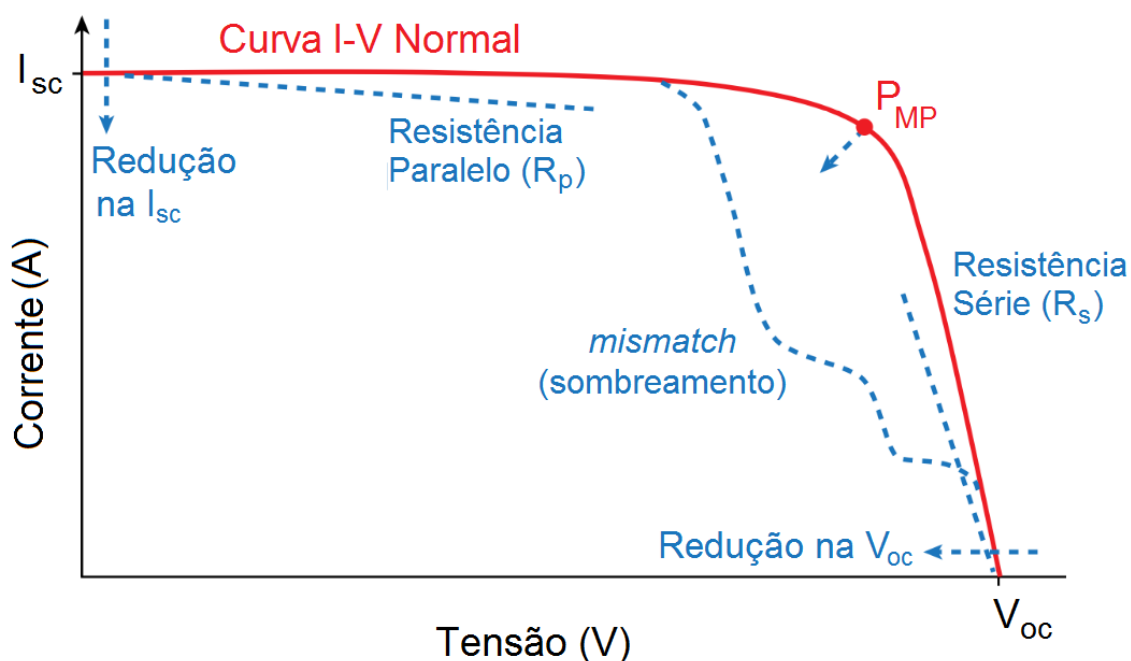



Figura 8.8 – Anomalias na curva I-V de um painel fotovoltaico.

Resistência série (R_s) – pode resultar de problemas nas interconexões elétricas internas de um módulo da fileira, ou de problemas externos na fiação e conexões da fileira. As alterações na curva I-V de um painel causada pela R_s são análogas às que foram mostradas na Figura 3.9 e implicam numa inclinação mais acentuada da curva entre a V_{MP} e a V_{oc}.

Resistência paralelo (R_p) – resulta de defeitos internos em células. A alteração na curva I-V de uma fileira causada pela Rp é análoga à mostrada na Figura 3.10 e implica em uma maior inclinação na curva em I_{sc}. Certos padrões de sombreamento ou de distribuição de sujeira (não homogênea) na superfície do módulo podem causar o mesmo efeito na curva.

Redução na I_{sc} – causada por sujeira sobre os módulos ou por degradação destes. Uma recomendação é traçar a curva I-V antes e depois de efetuar uma limpeza na fileira, para isolar o efeito da sujeira.

Redução na V_{oc} – causada por temperatura elevada nos módulos (pode ser devida às condições de instalação). Degradação dos módulos ou curtos em diodos de desvio também causam o mesmo efeito na curva.

Perdas por *mismatch* (descasamento) – podem resultar de inúmeras causas: sombreamento parcial, sujeira localizada, curtos em diodos de desvio, células/módulos degradados, entre outras causas. O efeito é o aparecimento de "dentes" ou "degraus" na curva I-V, de forma semelhante ao caso de sombreamento mostrado na Figura 4.10, que serve de bom exemplo para o *mismatch*.

Apesar das vantagens e dos excelentes resultados obtidos, o alto custo dos traçadores tem sido o fator responsável por seu uso bastante limitado no Brasil. Não temos conhecimento do uso de traçadores parar manutenção de SFVs no país, em particular para SFIs de pequeno porte localizados em regiões remotas.

Detecção de pontos quentes em módulos FV por termografia

Os pontos quentes (regiões com temperatura muito superior ao restante do módulo) podem produzir redução na tensão de operação no módulo FV, como mostrado na Figura 8.9. Eles podem ser detectados facilmente com auxílio de uma câmera termográfica infravermelha (Figura 8.10).

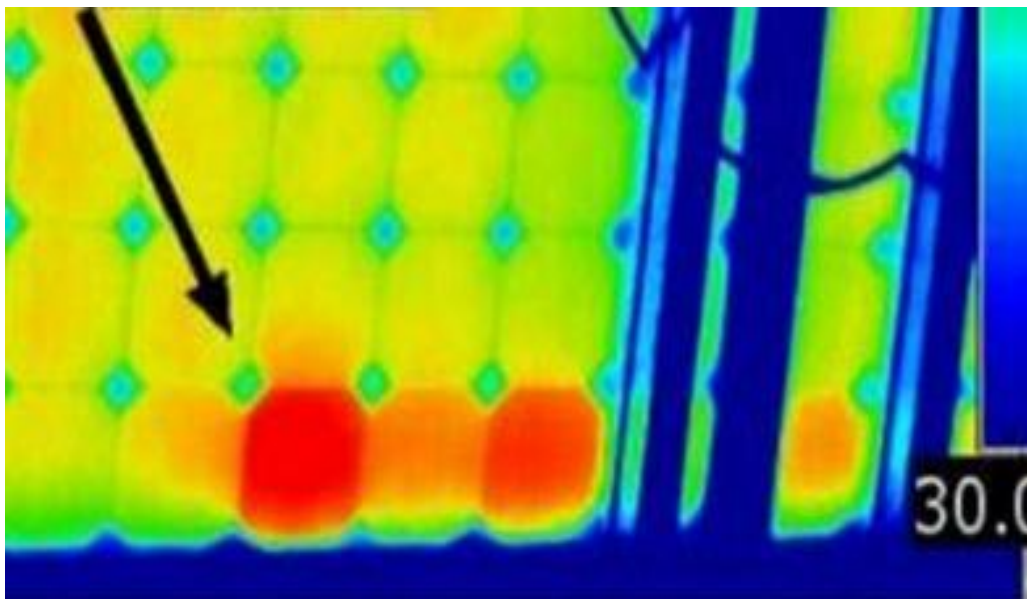



Figura 8.9 – Fotografia com câmera termográfica (em vermelho, as células superaquecidas). Fonte: (RELANCIO & RECUERO, 2013).

Figura 8.10 – Câmera termográfica infravermelha.

Se forem encontrados pontos quentes (*hot spots*) no módulo, deve-se verificar se há sombreamentos ou sujeira e eliminá-los. Se não for essa a causa, é possível que se trate de células defeituosas, como, por exemplo, células em polarização inversa, ou falha no diodo de desvio ou na solda dos condutores. Deve-se acompanhar a evolução do problema e substituir o módulo assim que possível. Podem ser detectados também módulos instalados incorretamente quando estes apresentam em toda a sua superfície temperaturas superiores a outros módulos no mesmo arranjo.

Algumas condições são necessárias para uma inspeção adequada utilizando-se uma câmera termográfica. A especificação da câmera deve ser adequada para o tipo de medição; o gerador fotovoltaico deve estar em operação e a irradiação solar preferencialmente superior 600 W/m^2 (não inferior a 500 W/m^2). O ângulo de visão deve ser baixo para uma boa emissividade infravermelha, mas ao mesmo tempo não pode ser perpendicular ao módulo para evitar reflexões do vidro na imagem do termovisor. Pode ser realizada também uma inspeção pela parte traseira do módulo, que evita os efeitos da reflexão do vidro frontal.

Essa tecnologia ainda permite a verificação de pontos quentes em cabeamento, dispositivos de proteção e de seccionamento e de outros dispositivos elétricos (com corrente) do sistema fotovoltaico. A imagem termográfica pode detectar o defeito antes da ocorrência da falha, pois problemas como mau contato e circuitos sobrecarregados irão apresentar temperaturas muito mais elevadas em relação aos circuitos normais.

8.3.2 – Baterias

Em SFIs, deve-se ter especial atenção ao banco de baterias, o componente de menor vida útil e de maiores necessidades de manutenção no sistema. A experiência mostra que as baterias geralmente são a principal causa dos problemas ocorridos em SFIs.

As baterias sem manutenção em monoblocos de 12V, normalmente usadas em SFIs individuais, não precisam de reposição de água e, por isso, a manutenção a ser realizada é mais simples. O mesmo vale para as baterias seladas, como, por exemplo, as do tipo OPzV. Entretanto, aqueles tipos que necessitam de reposição de água (baterias abertas, OPzS etc.) exigem maiores cuidados. Nestes casos, deve-se verificar o nível e a densidade do eletrólito periodicamente, a fim de evitar danos à bateria, com consequente redução de sua vida útil. O intervalo de verificação irá depender de:

- condições climáticas: em lugares mais quentes pode haver maior perda de água (maior evaporação);
- condições de uso: quando maior a profundidade de descarga, maior a perda de água do eletrólito;
- "saúde" da bateria: células em curto aceleram a evaporação de água do eletrólito.

Um intervalo típico de verificação e reposição de água é de seis meses. Entretanto, em locais remotos e de difícil acesso, pode ser mais viável a verificação anual, neste caso deve ser combinado com o fabricante um volume de vaso e de eletrólito adequados para essa condição.

A seguir são apresentados procedimentos gerais de manutenção, que devem ser realizados nas baterias usadas em SFIs. Pelo fato das baterias chumbo-ácido serem as mais utilizadas e necessitarem de intervalos regulares de manutenção, este item dá enfoque a esta tecnologia. As informações para o modelo de bateria utilizado devem ser obtidas com o fabricante ou fornecedor e devem estar à disposição do técnico de manutenção. Condições específicas de utilização devem ser discutidas com o fabricante antes da compra para que o mesmo possa adequar a bateria e o manual de manutenção e, dessa forma, evitar a invalidação dos termos de garantia.

A manutenção dos bancos de baterias inclui: limpeza, aperto de conectores, adição de água (se for o caso), verificação das condições e do desempenho.

Os fabricantes recomendam manter um registro histórico contendo ao menos os seguintes dados, atualizado sempre que for efetuada uma manutenção, num banco de baterias: tensão de cada elemento, tensão total do banco, nível e densidade do eletrólito de cada elemento, quantidade de água adicionada a cada elemento, anomalias verificadas. Para bancos de baterias não abertas, o registro obviamente compreende apenas as tensões e as anomalias.

8.3.2.1– Aspectos físicos

Pelo fato das baterias em geral liberarem gases durante o processo de recarga, é necessário um sistema de ventilação adequado e funcional, que também contribua para manter a temperatura de operação das baterias dentro de níveis adequados. Assim sendo, os furos ou venezianas na caixa, armário ou compartimento para abrigar as baterias devem estar totalmente desobstruídos, abertos à circulação de ar, devendo ser providos de telas, para prevenir a entrada de vegetação, insetos ou outros pequenos animais. Os equipamentos eletrônicos não devem ser instalados no mesmo compartimento das baterias para evitar que sofram corrosão provocada por gases ácidos da bateria. Também não devem ser instalados no mesmo compartimento os equipamentos de proteção onde ocorrem centelhamento para evitar riscos de explosão. Por isso é comum a utilização de fusíveis (ao invés de disjuntores) para a proteção das baterias.

Deve-se observar cuidadosamente o invólucro (carcaça) de cada bateria em relação a rachaduras, trincas e deformações (bateria “inchada”), que são condições que requerem a substituição da bateria afetada.

Deve-se verificar a existência de eletrólito derramado na superfície da bateria (principalmente próximo aos terminais) ou no chão. Eletrólito derramado pode ser sinal de borbulhamento excessivo (sobrecarga) e indicar problema no controlador de carga. Caso haja necessidade de limpeza dos invólucros, estantes, etc., deve-se utilizar uma escova macia e uma solução de água e sabão neutro.

O invólucro para baterias não seladas deve ser transparente. Assim é possível observar visualmente o nível do eletrólito (que deve estar sempre acima das placas), o estado das placas, o nível de deposição de resíduo de chumbo na base do vaso, que deve obedecer a uma velocidade de deposição ao longo de sua vida útil (o fabricante pode orientar a respeito), bem como a formação de bolhas no eletrólito.

Esses indicadores visuais devem ser considerados tanto de forma comparativa quanto de forma absoluta. No aspecto comparativo, uma bateria ou elemento que esteja apresentando indicador(es) significativamente diferente(s) das demais, deve ser considerada suspeita e objeto de medidas adicionais como densidade, temperatura, tensão etc.

Os vasos transparentes contem gravadas indicações claras dos níveis mínimo e máximo do eletrólito, e todas as células deve ser preenchidas com água destilada/deionizada até o nível máximo. Depois do enchimento inicial com a solução ácida (H_2SO_4) por ocasião da instalação do banco, as baterias não devem receber mais ácido, apenas água destilada. Também não devem ser usados outros produtos, por vezes vendidos no mercado, como “aditivos de baterias” ou similares. O item 4.3.3.9 contém especificações de água destilada ou deionizada para uso em baterias.

Os terminais das baterias, para estarem protegidos da oxidação, devem ser limpos e tratados a cada doze meses com um inibidor de corrosão que é comumente encontrado no mercado. Todas as conexões de cabos devem estar bem firmes.

Algumas vezes pode ser difícil remover o conector do terminal da bateria, devido à oxidação. Deve-se evitar forçar o conector para não danificar o terminal da bateria. Em vez disto, recomendam-se os procedimentos listados a seguir.

- Remover a graxa protetora das conexões com um solvente, tal como querosene ou gasolina (cuidado no manuseio destas substâncias, pois deve-se evitar seu contato com a pele e olhos, além de serem altamente inflamáveis).
- Escovar as partes metálicas, utilizando uma solução neutralizante (composta por água e bicarbonato de sódio), até que o conector possa ser facilmente removido.
- Limpar as superfícies de contato do terminal da bateria e do conector com a solução neutralizante. Para obter uma superfície lisa, pode-se usar uma lixa fina.
- Caso as extremidades do cabo estejam oxidadas, deve-se cortar a parte danificada e refazer a conexão.
- Aplicar graxa condutora no conector e nos cabos desencapados. Deve-se certificar que a graxa utilizada não contém solvente ou algum componente que ataque o material da carcaça da bateria (se necessário, consultar o fabricante da bateria).
- -Limpar o excesso de graxa, ajustar o conector ao terminal da bateria, torcendo levemente para garantir o contato metal-metal e apertar moderadamente até que esteja firme.
- Caso o torque do aperto seja especificado pelo fabricante, o que pode ser o caso em bancos de maior porte (MIGDIs, por exemplo), então será necessário utilizar a ferramenta adequada (torquímetro) para seguir esta determinação.

8.3.2.2 – Aspectos elétricos

A seguir são descritos os métodos para determinação do estado de carga das baterias nos trabalhos de manutenção, que são o *Densímetro* e a *Tensão de Circuito Aberto*.

À medida que a bateria se descarrega, o H_2SO_4 é consumido e a concentração e a densidade do eletrólito diminuem. A mudança no estado de carga interfere tanto na composição e densidade do eletrólito, quanto na tensão da bateria (além da resistência interna). As medidas de densidade e tensão devem ser utilizadas em conjunto para uma estimativa mais consistente do estado de carga.

Para medir a tensão de circuito aberto e a densidade, deve-se desconectar o conjunto de baterias do sistema (gerador e cargas) e deixá-lo “em repouso” por cerca de 20 minutos a fim de estabilizar a tensão. Especial cuidado deve ser tomado ao desconectar as baterias do sistema, para evitar danos

ao(s) controlador(es) de carga. Para tanto, a desconexão deve ser feita na seguinte ordem: deve-se primeiramente desconectar a carga, a seguir o gerador fotovoltaico e, por fim, o banco de baterias do(s) controlador(es) de carga. A reconexão deve ser feita na ordem inversa.

O melhor momento para efetuar as medidas no banco de baterias é ao fim da tarde de um dia ensolarado, quando devem estar totalmente carregadas.

Densímetro

Um densímetro (Figura 8.11), algumas vezes chamado inadequadamente de "hidrômetro", indica o estado de carga da bateria por determinação da densidade do eletrólito. A densidade é a medida do peso específico do eletrólito comparado com o peso específico da água.

Figura 8.11 – Densímetro.

Pode-se usar o peso específico como indicação do estado de carga apenas nos casos de baterias que possuem eletrólito ácido. O peso específico do eletrólito em baterias de níquel-cádmio (alcalinas) não muda significativamente com os diferentes estados de carga.

É importante saber que, devido ao fenômeno da estratificação (ver item 4.3.1), uma medida da densidade pode não refletir a realidade, de forma que o ideal seria sempre efetuar esta medida após uma carga de equalização, o que nem sempre é viável. Há fabricantes que recomendam tomar a amostra a uma altura correspondente a ⅓ da placa, a partir do seu topo, o que corresponderia a um valor médio da densidade.

É importante lembrar que, caso seja necessário completar o nível do eletrólito, então a densidade do eletrólito só pode ser medida depois de efetuar ao menos um ciclo completo de descarga e posterior carga, para que o eletrólito fique mais homogêneo.

A faixa de variação da densidade do eletrólito é pequena. A título de exemplo, apresenta-se a Figura 8.12. Como esses valores podem variar entre os fabricantes, deve-se, utilizar como referência os valores definidos pelo fabricante da bateria.

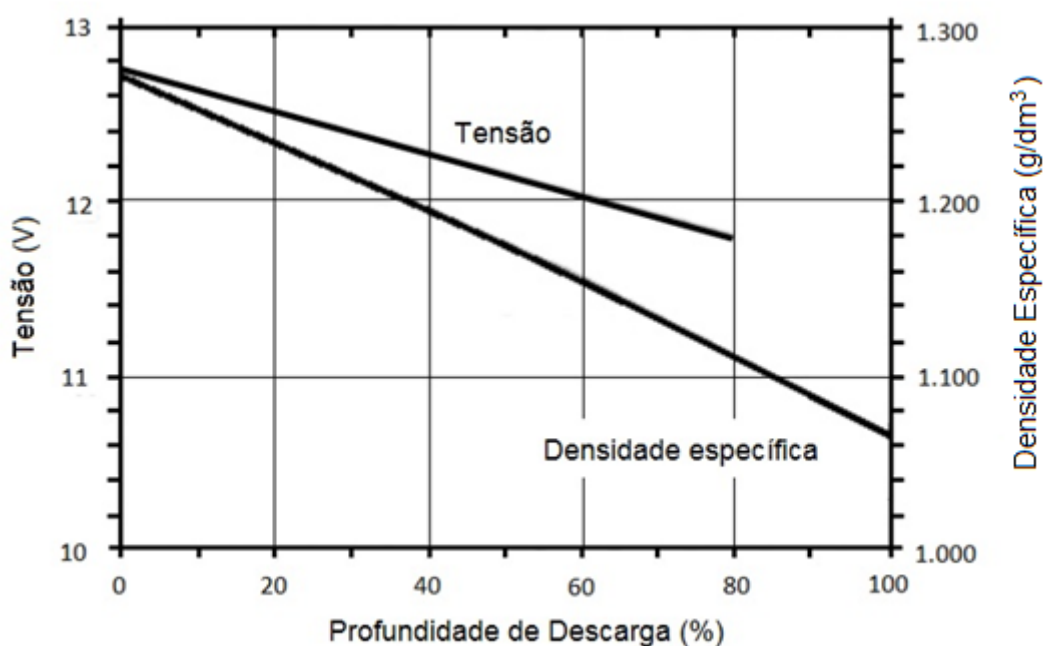



Figura 8.12 - Tensão de circuito aberto (volts) e densidade específica (g/dm^3) do eletrólito em função do estado de carga para baterias de chumbo-ácido de tensão nominal de 12 V a 30°C.

Quando realizadas as medições de densidade das baterias, analisar as variações entre elementos é tão importante quanto o valor médio do conjunto. Densidade significativamente baixa (abaixo de 1.150 g/dm^3) num elemento, significa falha ou curto-circuito entre placas. Quando variações entre elementos são pequenas, dentro de ± 4 g/dm^3, uma carga de equalização pode ser necessária.

Pelo fato dos fluidos quentes serem menos densos do que os frios, quando as baterias não se encontram à temperatura nominal, faz-se necessário realizar uma compensação de temperatura.Para isso, alguns densímetros possuem termômetros embutidos (densímetro termocompensado). Nos casos em que o densímetro não possuir este recurso,a temperatura do eletrólito precisa ser cuidadosamente medida e controlada. Para isso, pode-se usar um termômetro de precisão.

Tipicamente, para cada 1°C acima da temperatura nominal[3], um fator de 0,7 g/dm^{3}deve ser subtraído do valor medido do peso específico, ou, somado, nos casos em que a temperatura estiver

[3]Ao contrário dos módulos fotovoltaicos, cujas especificações são sempre em 25 °C (STC), a temperatura nominal das baterias não é padronizada. A temperatura nominal é a adotada pelo fabricante nas folhas de dados técnicos. Geralmente é de 25°C, mas pode também ser 27°C ou 20°C ou mesmo outros valores.

abaixo desta temperatura nominal. A importância desta correção pode ser verificada na Figura 8.12, onde se pode notar que a densidade específica varia muito pouco para os diversos estados de carga (0 a 100 %). O fator de correção da temperatura específico para a bateria utilizada, bem como a referência da temperatura nominal, devem ser fornecidos pelo fabricante.

Algumas baterias de chumbo-ácido sem manutenção disponíveis no mercado possuem embutido em seu interior um densímetro especial com compensação de temperatura (Figura 8.13), que indica o estado de carga da bateria. No caso mostrado na Figura 8.13, observa-se que se o indicador estiver na cor vermelha, a bateria terá de ser substituída, pois ocorreu perda de eletrólito, que não pode ser reposto, uma vez que se trata de uma bateria selada. Um dos densímetros em um banco com indicação diferente dos demais também é indício de algum problema, e a bateria correspondente deve ser melhor avaliada.

Figura 8.13 - Exemplo de densímetro integrado em bateria sem manutenção

Tensão de circuito aberto

Utilizando-se um voltímetro c.c. de precisão, pode-se medir a tensão de circuito aberto do conjunto (Figura 8.14) e de cada bateria individualmente. Se forem usados elementos de 2 V com conectores externos acessíveis, pode-se também medir a tensão de cada elemento individualmente, como indicado na Figura 8.15.

Controlador
de carga
FV
BAT
INV
Dispositivo de Interrupção
do Banco : ABERTO
Vcc
Banco de Baterias

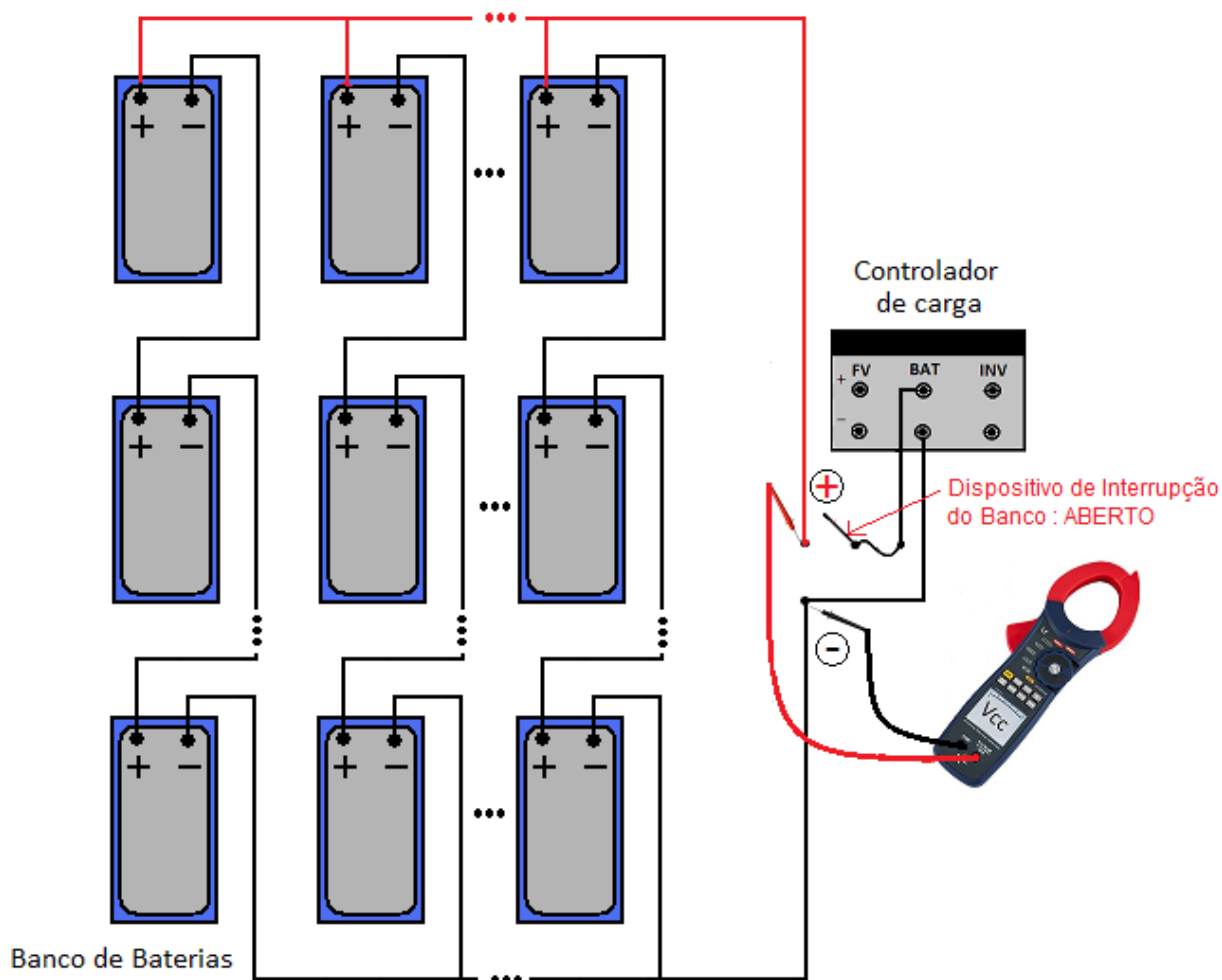



Figura 8.14 – Exemplo de medição da tensão de circuito aberto do banco de baterias.

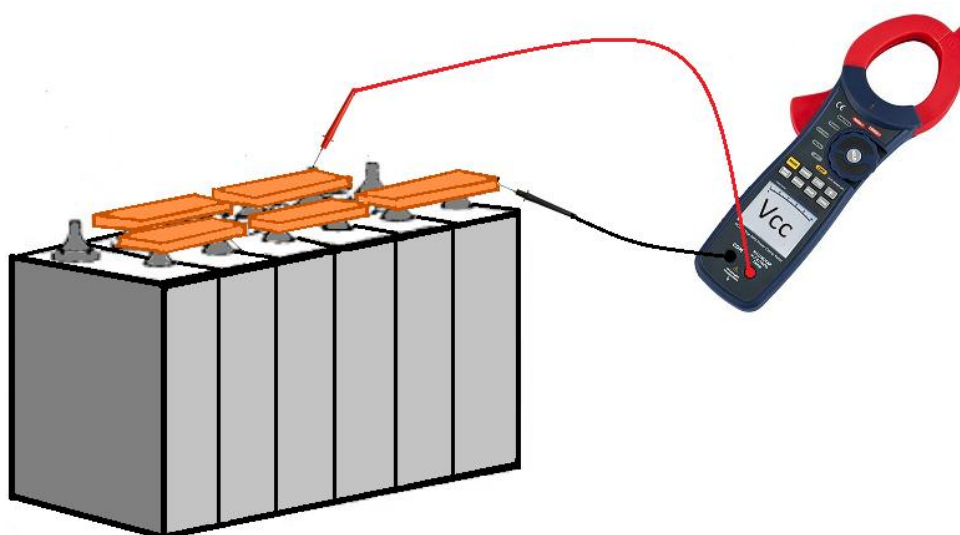



Figura 8.15–Exemplo de medição da tensão de circuito aberto de uma bateria com elementos de 2V com conexões externas.

O estado de carga aproximado de cada bateria de tensão nominal de 12 V pode ser determinado com o auxílio do gráfico da Figura 8.12 (é importante relembrar que o gráfico se aplica a baterias em repouso, ou seja, não estão submetidas a correntes de carga ou descarga), considerando-se a

compensação por temperatura, conforme explicado no Capítulo 4[4]. Para um sistema de 48 V, por exemplo, os valores de tensão no gráfico da Figura 8.12 devem ser multiplicados por 4.

Alguns autores recomendam que a bateria necessita de manutenção ou deve ser substituída nos casos em que a tensão de qualquer célula ou bateria individual estiver fora do intervalo de 10 % acima ou abaixo da tensão média do conjunto. A troca de um elemento ou de uma bateria em um banco deve ser cuidadosamente avaliada, pois o elemento novo possuirá características elétricas diferentes dos já instalados.

Além dos testes mencionados anteriormente, podem ser realizadas avaliações de desempenho das baterias com ciclos de carga e descarga. Pode-se, para tal, utilizar as próprias cargas e fontes do sistema, ou equipamentos específicos para teste de baterias. Em geral, este tipo de teste é mais preciso, sendo, no entanto, complexo e demorado.

Para executar um teste de capacidade, é necessário primeiramente desconectar o painel fotovoltaico, a seguir deve-se ligar todas as cargas elétricas do sistema e medir a corrente consumida das baterias nesta condição. Com a corrente medida e o conhecimento da capacidade nominal, pode-se então calcular qual seria a autonomia do banco em horas. O teste pode ser efetuado por um período de algumas horas, ou mesmo até a atuação da proteção do controlador de carga, para avaliar a capacidade remanescente no banco. As normas consideram como inutilizada uma bateria com menos de 80% de sua capacidade nominal. É interessante que o usuário acompanhe, se possível, este teste, pois isso o ajuda a entender as limitações do seu sistema.

Analisador digital de baterias

Diversos fabricantes disponibilizam o equipamento denominado analisador digital de baterias, um equipamento eletrônico portátil microprocessado capaz de medir características elétricas das baterias, geralmente a resistência interna e a corrente de pico, de acordo com as normas internacionais aplicáveis, incluindo IEC, SAE e DIN.

Para as baterias chumbo-ácido sem manutenção, do tipo monobloco em 12V, pode-se utilizar os analisadores disponíveis para baterias automotivas (Figura 8.16), que são equipamentos mais simples e de baixo custo. Contudo, para as células de 2V de grande capacidade, são necessários analisadores específicos, de custo elevado.

[4] A tensão varia de -6 a -4 mV/°C por célula, para baterias de chumbo-ácido, para temperaturas acima da nominal.

Figura 8.16 – Analisador digital de baterias.

A medida da resistência interna[5] da bateria é considerada um excelente indicador de seu estado ("saúde"), e o acompanhamento e registro periódico desta característica permitem verificar sua degradação ao longo do tempo.

Os valores esperados de resistência interna devem ser informados pelo fabricante, pois variam em função da capacidade e de outras características. A resistência interna também é função do estado de carga, e deve ser medida com a bateria completamente carregada.

No item 4.3.3 (Capítulo 4) são apresentados exemplos de valores de resistências internas de um lote de 840 baterias que foram obtidos em um levantamento feito pelo Cepel (GALDINO, 2010).

8.3.3 – Componentes de condicionamento de potência

Recomenda-se que sejam seguidos os procedimentos dos fabricantes para verificar se todos os equipamentos de condicionamento de potência, que incluem controladores de carga, inversores, conversores cc-cc, controladores de bombas etc., encontram-se funcionando adequadamente.

A maioria dos equipamentos modernos possui painéis com LEDs, LCDs etc. que informam continuamente suas condições operacionais.

Em caso de se constatar uma falha, geralmente é necessária a substituição, pois tais equipamentos não admitem manutenção em campo e devem ser removidos para uma oficina/laboratório.

[5] A corrente de pico da bateria é diretamente correlacionada com a resistência interna, de forma que estas medidas podem ser consideradas redundantes.

A inspeção permite identificar equipamentos visivelmente queimados ou destruídos. Deve-se verificar a existência de oxidação nos pontos de conexão e a presença de insetos nas caixas de abrigo dos equipamentos. Principalmente em locais de instalação com um ambiente de clima agressivo, deve-se proteger os terminais de conexão contra oxidação.

Todos os controles, alarmes, medidores etc., empregados nos equipamentos devem estar devidamente instalados e operando adequadamente.

8.3.3.1 Controladores de carga

Deve-se verificar os valores dos pontos de regulagem (*set-points*) de tensão do controlador de carga com relação às especificações das baterias, temperatura de operação e exigências do sistema. Deve-se também observar a ocorrência de ruídos anormais no controlador de carga, caso este possua dispositivos eletromecânicos, tais como relés. Observar ainda no painel do controlador se há alguma indicação de alarme ativada, informando alguma condição imprópria para o equipamento. As orientações de manutenção do manual do equipamento devem ser seguidas. Deve-se garantir que o controlador de carga esteja instalado em ambiente fechado, limpo e bem ventilado.

No caso de medidas diferentes dos valores esperados, verificar os procedimentos descritos no Quadro 8.4.

8.3.3.2– Inversores de SFIs

Durante a inspeção, deve-se verificar a operação do inversor. Os LEDs devem indicar as condições de operação e os medidores integrados ao *display* do equipamento, se existentes, confirmar as leituras dos medidores portáteis utilizados.

O inversor deve estar limpo, seco, ventilado e em ambiente seguro. Os sons (zumbidos) emitidos por alguns inversores quando em funcionamento não indicam, necessariamente, sinais de falha, mas deve-se observar se o inversor passar a emitir ruído anormal.

Observar também no painel do inversor se há alguma indicação de alarme ativada, informando alguma condição imprópria para o equipamento, como, por exemplo, sobrecarga ou curto circuito na saída c.a. Se ocorrer o alarme, o problema deve ser sanado, procurando-se a falha no circuito c.a. alimentado ou no próprio inversor.

Deve-se assegurar que o inversor esteja realmente alimentando as cargas c.a. de forma adequada. Para tal, deve-se medir a tensão e frequência de saída, tanto em vazio (sem carga) quanto com a carga

máxima[6] acionada. É também recomendado medir a THD (distorção harmônica total) da tensão da saída nas duas condições.

Deve-se medir a corrente no lado c.c. do inversor também em ambos os estados, ou seja, quando o mesmo está operando em vazio e com carga máxima. Além disso, deve-se medir a queda de tensão sob carga entre o inversor e a bateria e a respectiva corrente, que poderá ser usada para calcular o valor da resistência, responsável pelas perdas entre estes componentes.

No caso de medidas diferentes dos valores esperados, verificar os procedimentos descritos no Quadro 8.5.

8.3.4 – Cargas

Todas as cargas elétricas alimentadas pelo SFV, sejam elas c.c. ou c.a., devem ser verificadas, para se assegurar de que estão operando corretamente.

No caso de cargas com partes móveis, como bombas e motores elétricos, deve-se verificar a necessidade de limpeza e lubrificação dessas partes. No caso de refrigeradores, deve-se verificar o estado da borracha de vedação das portas, responsável pelo isolamento térmico.

Para SFIs, recomenda-se que as cargas tenham a mesma quantidade, potência e tipo das que foram especificadas originalmente. Muitos problemas em SFVs podem ser provocados por acréscimos indevidos de cargas, cargas ligadas durante mais horas por dia do que originalmente previsto, ou ainda ligadas incorretamente. É sempre importante informar aos usuários os benefícios do consumo eficiente e racional de energia elétrica, especialmente no caso de SFIs individuais com disponibilidade mais restrita de energia e potência.

8.3.5- Cabeamento e dispositivos de segurança

Com relação ao cabeamento, dispositivos e demais acessórios do SFV, os procedimentos indicados a seguir devem ser executados:

- Todas as conexões e condutos (como por exemplo, eletrodutos, canaletas, calhas etc.) existentes no SFV devem estar firmes e sem danos. Deve-se examinar a ocorrência de ligações frouxas, quebradas e oxidadas. Quando necessário, deve-se limpá-las e apertá-las. Note-se que uma conexão ruim pode produzir um arco elétrico, que por sua vez pode aumentar a temperatura e causar a avaria de equipamentos.
- Verificar, também, a existência de dispositivos de segurança, tais como fusíveis e disjuntores, que estejam danificados.

[6] No caso de sistemas tipo MIGDI, pode ser difícil acionar a carga máxima, que se encontra espalhada por diversas edificações.

- Verificar a ocorrência de eventuais curtos-circuitos entre cabos condutores de diferentes polaridades, como indicado na Figura 8.17, ou uma falta à terra (curto-circuito entre cabo condutor e carcaça ou conduto metálico), como indicado na Figura 8.18. Com o sistema desligado e todos os dispositivos de interrupção abertos, pode-se verificar estas duas condições com um medidor de resistência elétrica (ohmímetro), ou utilizando a função teste de continuidade de um multímetro.

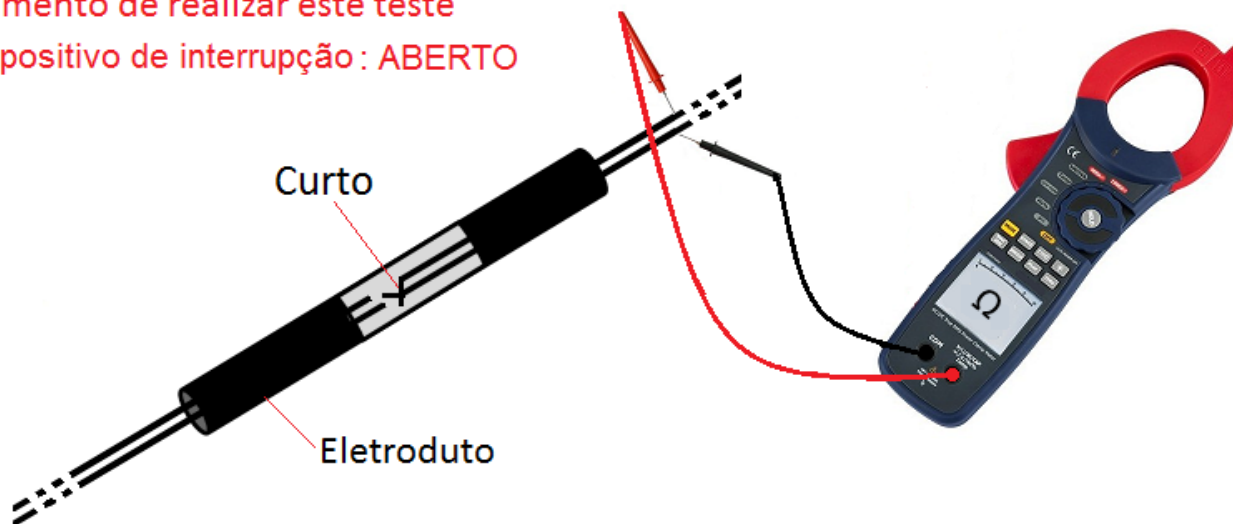



Figura 8.17- Detectando um curto-circuito entre cabos.

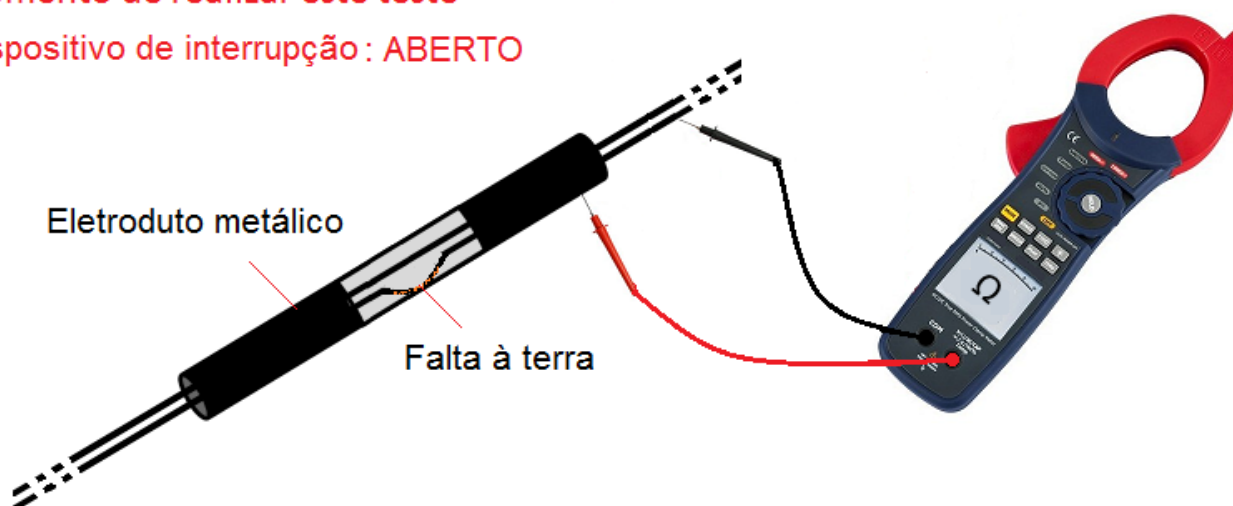



Figura 8.18- Detectando uma falta à terra.

- Verificar a existência de continuidade do aterramento. Todos os objetos metálicos envolvidos no sistema elétrico (caixas, condutores e eletrodutos) devem estar adequadamente aterrados.
- A conferência se os cabos foram devidamente instalados (conforme os cálculos de dimensionamento) deve ser feita no comissionamento. Porém, deve ser verificada que a

queda de tensão entre os componentes (gerador-baterias) não seja superior a 3 %. Se possível, medir a queda de tensão real, entre os cabos, durante a operação normal.

- Verificar se todo o cabeamento está adequadamente afixado. Inspecionar o isolamento quanto a desgaste, especialmente nas dobras e nos pontos de fixação.
- Verificar a integridade das caixas de junção e controle. Caso elas estejam expostas ao tempo, é muito importante verificar seu estado após a ocorrência de eventos climáticos agressivos (por exemplo, após uma forte tempestade pode ter entrado água dentro das caixas). Se alguma caixa estiver avariada, ou em mau estado, ela deve ser substituída o quanto antes.

8.3.6- Sistema de aquisição de dados

A inspeção do sistema de aquisição de dados deve obedecer aos seguintes procedimentos:

- Inspecionar as fixações dos sensores e transdutores do sistema e também do cabeamento de alimentação e de comunicação empregado, verificando se todos os sinais estão chegando ao equipamento responsável pela coleta de dados.
- Verificar se os instrumentos de aquisição, registro, armazenamento, visualização e transmissão de dados operam corretamente e em conformidade com a programação efetuada para monitoração do SFV.

Cabe ressaltar também que se deve estar atento quanto ao prazo de validade da calibração dos sensores utilizados.

8.3.7 - Elaboração de plano de inspeção e manutenção

Como citado anteriormente, é fundamental a elaboração de um plano de inspeção e manutenção periódico no SFV, onde a equipe responsável pela tarefa possa seguir os passos indicados e registrar as medições e verificações solicitadas.

No Apêndice 5 é apresentado um exemplo de planilha de inspeção, que, com as devidas adaptações, pode ser utilizada para atender a casos específicos. A planilha adaptada ao caso particular de um SFV tem como objetivo ajudar o técnico no momento em que estiver realizando a inspeção.

8.4 – Procedimentos de Inspeção e Manutenção Corretiva de Sistemas Fotovoltaicos

A manutenção corretiva procura reparar defeitos ou falhas no SFV após a ocorrência dos mesmos, e tenta evitar que eles se repitam. A manutenção corretiva também inclui a substituição de peças e equipamentos com defeitos de fabricação. Antes de se iniciarem os trabalhos de reparação, deve-se verificar se os equipamentos que apresentam dano estão cobertos por garantia, que deve ser imediatamente acionada em caso positivo. Quando não for o caso, deve ser realizado um orçamento relativo aos custos de reparação do sistema. Após a manutenção corretiva, devem ser realizados procedimentos de inspeção antes da colocação do sistema em operação.

Os procedimentos específicos e metodológicos aplicados durante a inspeção, muitas vezes auxiliam na identificação e solução de alguns problemas que ocorrem nos SFVs. Os Quadros a seguir apresentam vários desses problemas, indicando as possíveis causas e sugerindo ações corretivas necessárias. Inicialmente, deve ser realizada uma inspeção visual na instalação fotovoltaica, a fim de identificar alguma avaria no sistema.

Quadro 8.2 – Gerador Fotovoltaico.

Gerador Fotovoltaico			
Sintoma	**Causa**	**Resultado**	**Ação corretiva**
Nenhum fluxo de corrente de carregamento	Dispositivos de proteção e seccionamento (chaves, fusíveis, disjuntores etc.) abertos, danificados ou desconectados; cabeamento rompido ou oxidado; conexões frouxas ou oxidadas	Baterias pouco carregadas ou com carregamento insuficiente: baixa tensão da barra c.c. ou baixo SOC.	Fechar chaves, substituir fusíveis (determinar o motivo pelo qual os dispositivos de proteção, como fusíveis, disjuntores etc., estão abertos, danificados ou desconectados, antes de substituí-los ou montá-los novamente); reparar ou substituir o cabeamento danificado. Apertar e limpar as conexões.
Baixo fluxo de corrente de carregamento	Módulos sombreados	Queda de tensão na saída do gerador	Remover causa do sombreamento
	Interconexões do gerador quebradas ou oxidadas		Reparar as interconexões
	Diodos de bloqueio ou de desvio defeituosos		Substituir os diodos defeituosos
	Módulos danificados ou defeituosos		Substituir os módulos afetados
	Baixos níveis de irradiância solar disponíveis		Esperar por tempo ensolarado
	Módulos sujos		Limpar os módulos
	Orientação e/ou inclinação incorretas do gerador		Corrigir a orientação e/ou inclinação

Quadro 8.2 – Gerador Fotovoltaico (Continuação).

Gerador Fotovoltaico			
Sintoma	**Causa**	**Resultado**	**Ação corretiva**
Baixa tensão no gerador	Cabeamento do gerador para o sistema de condicionamento de potência subdimensionado ou muito longo	Queda de tensão na saída do gerador	Substituir o cabeamento subdimensionado

Quadro 8.3 – Baterias.

Baterias com baixo estado de carga			
Sintoma	**Causa**	**Resultado**	**Ação corretiva**
Contínuo estado de carga baixo	Uso excessivo de energia (cargas acima das previstas no dimensionamento do sistema, cargas ligadas por tempo superior ao previsto no dimensionamento, cargas muito potentes, instaladas a grandes distâncias, ou níveis de irradiação solar abaixo dos previstos no dimensionamento)	Redução da vida útil da bateria.	Reduzir as potências das cargas (manter as cargas previstas no dimensionamento), explicar ao usuário as limitações do sistema em termos de potência e tempo de utilização; Ou aumentar potência do painel fotovoltaico; Desligar as cargas e recarregar as baterias
	Conexões das baterias frouxas ou oxidadas		Apertar os conectores que estiverem frouxos; Limpar as conexões
	Módulos sujos		Limpar os módulos
	Chave ou fusível danificado na unidade de controle		Substituir a chave ou fusível
	Elevada taxa de autodescarga nas baterias		Substituir as baterias

Quadro 8.3 – Baterias (Continuação).

Baterias com baixa tensão			
Sintoma	**Causa**	**Resultado**	**Ação corretiva**
Baixo nível de eletrólito	Sobrecarregamento ou intervalo de complementação do eletrólito muito longo.	Perda de capacidade da bateria	Verificar o controlador de carga e substituí-lo, se necessário; Adicionar água destilada, a menos que as baterias danificadas necessitem de substituição
Tensão abaixo do ponto de regulagem (*set-point*) de retomada do carregamento	Controlador de carga defeituoso	Excessiva profundidade de descarga	Ajustar os pontos de regulagem (*set-points*); Ou reparar ou substituir o controlador de carga
Tensão abaixo do ponto de regulagem (*set-point)* de baixa tensão de desconexão			
Perda de tensão durante a noite, mesmo quando as cargas estão desligadas	Diodos de bloqueio defeituosos ou inexistentes; controlador de carga defeituoso	Fluxo de corrente reversa durante a noite, descarregando as baterias	Substituir os diodos; reparar ou substituir o controlador de carga
Aumento muito lento de tensão, mesmo quando as cargas estão desligadas	Controlador não está permitindo plena carga (está na condição de flutuação de carga)	Fluxo de corrente inadequada para carregar completamente as baterias	Reparar ou substituir o controlador de carga
Não há aumento de tensão, mesmo quando as cargas estão desligadas e o sistema está carregando	Controlador de carga defeituoso	Nenhum fluxo de energia do gerador para as baterias	
Não há aumento de tensão, mesmo quando as cargas estão desligadas e o sistema está carregando	Chaves, disjuntores ou fusíveis abertos, danificados ou desconectados	Nenhum fluxo de energia do gerador para as baterias	Fechar chaves, rearmar o disjuntor ou substituir o fusível
	Cabeamento frouxo, oxidado ou partido	Baixo fluxo de energia do gerador para a bateria	Apertar, reparar ou substituir o cabeamento danificado
	Módulos sombreados, células avariadas; ou módulos inclinados e/ou orientados incorretamente	Tensão reduzida na saída do gerador	Remover a causa de sombreamento, substituir os módulos ou corrigir sua inclinação e/ou orientação
	Cabeamento muito longo ou subdimensionado, causando perdas elevadas	Tensão reduzida	Aumentar a bitola dos cabos

Quadro 8.3 – Baterias (Continuação).

Baterias com alta tensão			
Sintoma	**Causa**	**Resultado**	**Ação corretiva**
Tensão acima do ponto de regulagem (*set-point*) de término do carregamento e/ou elevada perda de água	Controlador de carga defeituoso ou inexistente	Redução da vida útil das baterias; possíveis danos às cargas	Instalar um controlador; Ou substituir o controlador existente
	Capacidade de armazenamento do banco de baterias é muito pequena para o gerador		Aumentar a capacidade de armazenamento do banco de baterias
	Controlador de carga desajustado		Ajustar o os pontos de regulagem (*set-points*) do controlador de carga existente, caso possível; Ou substituí-lo por outro com ponto de regulagem (*set-point*) de término do carregamento mais baixo
	Baterias e controlador de carga mal combinados		Substituir o controlador existente por outro mais adequado ao banco
Elevada perda de água	Baterias operando com altas temperaturas	Tensão na qual inicia a liberação de gases (gaseificação) é mais baixa do que normal	Isolar o compartimento das baterias e/ou fornecer ventilação adequada
	Manutenção pouco frequente	Baixos níveis de água; danos às baterias	Diminuir o tempo entre os intervalos de manutenção
Tensão ligeiramente acima do ponto de regulagem (*set-point*) de término do carregamento	Sensor de temperatura defeituoso ou mal posicionado; má conexão entre os terminais do sensor de temperatura no controlador de carga	Para o controlador de carga, as baterias estão com temperatura mais alta do que a real	Reparar, substituir ou reposicionar o sensor

Quadro 8.3 – Baterias (Continuação).

Baterias não aceitam carga			
Sintoma	**Causa**	**Resultado**[1]	**Ação corretiva**
Elevada perda de água	Sobrecarregamento	Temperaturas elevadas danificam as placas e os separadores existentes nas baterias	Substituir as baterias; reparar ou substituir o controlador de carga
Pequenos vazamentos de eletrólito	Vaso da bateria quebrado (vazamento de líquido)	Falha na bateria	Substituir as baterias
Material do eletrólito impuro, pequenas quantidades entre as placas	Envelhecimento precoce	Desprendimento da placa	
Eletrólito descolorado ou com odor	Eletrólito contaminado	Falha na bateria	
Elevada perda de água e sobreaquecimento da bateria	Elevado depósito de resíduo de chumbo no fundo do vaso que curto-circuita as placas	Falha na bateria	
As baterias não apresentam nenhum outro sintoma;simplesmente, não aceitam carga[1]	Divisórias quebradas entre as células; placas e separadores desalinhados; furos nos separadores etc.	Defeito na bateria.	

[1]Nota: As baterias que apresentam estes problemas pelas causas descritas não podem ser verificadas se não forem completamente desmontadas. Elas jamais devem ser desmontadas por pessoas não qualificadas.

Quadro 8.4 – Controladores de carga.

Controladores de carga			
Sintoma	**Causa**	**Resultado**	**Ação corretiva**
Tensão da bateria abaixo do ponto de regulagem (*set-point*) de retomada do carregamento, embora o controlador não carregue as baterias	Sensor de temperatura defeituoso ou mal posicionado; má conexão dos terminais do sensor de temperatura no controlador de carga	Para o controlador de carga, as baterias estão operando com temperatura mais baixa do que a real	Reparar, substituir ou reposicionar o sensor de temperatura
Tensão da bateria acima do ponto de regulagem (*set-point*) de término do carregamento, embora o controlador continue carregando as baterias		Para o controlador de carga, as baterias estão operando com temperatura mais alta do que a real	Reparar, substituir ou reposicionar o sensor de temperatura ou substituir o controlador de carga
Ruídos nos relés (geralmente empregados em controladores de carga mais antigos, para as operações de chaveamento)	Pequena quantidade de baterias em série	Baixa tensão	Reconfigurar ou adicionar baterias
	Conexões das baterias frouxas ou oxidadas	Elevada queda de tensão	Apertar, reparar ou substituir os cabos
	Baixa tensão nas baterias		Reparar ou substituir as baterias

Quadro 8.4 – Controladores de carga (Continuação).

Controladores de carga			
Sintoma	**Causa**	**Resultado**	**Ação corretiva**
Operação irregular do controlador de carga e/ou desconexão inadequada de cargas	Temporizador (*timer*) não sincronizado com a hora real do dia (caso de controladores temporizados na carga, como, por exemplo, os utilizados em sistemas fotovoltaicos de iluminação pública)	Controlador liga e desliga a carga, em períodos incorretos	Esperar até o *reset* automático do dia seguinte; Ou desconectar o gerador, esperar 10 segundos para resetar o coltrolador e conectá-lo novamente; Ou reprogramar o controlador de carga;
	Ruído elétrico do inversor	Ciclagem liga-desliga no controlador muito rápida	Conectar o inversor diretamente às baterias, colocar filtros na carga
	Elevados surtos para a carga (partida de motores, por exemplo)	Queda de tensão das baterias, durante o surto	Usar cabos de maior bitola para a carga ou adicionar baterias em paralelo
	Controlador de carga defeituoso, possivelmente, em função de danos causados por descarga atmosférica	Cargas desconectadas inadequadamente e outras operações irregulares	Reparar ou substituir o controlador de carga e verificar o sistema de aterramento
Operação irregular do controlador de carga e/ou desconexão inadequada de cargas	ajuste incorreto do ponto de regulagem (*set-point*) de baixa tensão de desconexão	Cargas desconectadas inadequadamente	Alterar o ponto de regulagem (*set-point*) de baixa tensão de desconexão
	Chave da carga em posição errada no controlador	Cargas nunca desconectam	Mudar a chave para a posição correta
	Controlador de carga não possui a característica de desconexão por baixa tensão	Cargas nunca desconectam	Se necessário, substituir o controlador de carga por outro que possua a característica de desconexão por baixa tensão
Queima do fusível, colocado no circuito que alimenta o gerador	Gerador curto-circuitado com as baterias conectadas	Alto fluxo de corrente através do controlador de carga	Desconectar as baterias quando estiver testando a corrente de curto-circuito do gerador
	Corrente de saída do gerador é muito elevada para o controlador de carga		Substituir o controlador de carga por outro com capacidade nominal de corrente mais elevada
Proteção (disjuntor, fusível) colocada no circuito que alimenta as cargas atuando continuamente	Curto-circuito nas cargas	Corrente elevada	Eliminar o curto-circuito ou substituir a carga defeituosa
	Corrente exigida pelas cargas é muito elevada para o controlador de carga	Alto fluxo de corrente através do controlador de carga	Reduzir a potência das cargas ou trocar o controlador de carga por outro de maior capacidade
	Surto de corrente exigido pelas cargas é muito elevado para o controlador de carga		

Quadro 8.5 – Inversor.

Inversor			
Sintoma	**Causa**	**Resultado**	**Ação corretiva**
Nenhuma saída do inversor	Dispositivos de proteção e seccionamento (chaves, fusíveis, disjuntores etc.) abertos, danificados ou desconectados; cabeamento rompido ou oxidado	Nenhum fluxo de energia através do inversor	Fechar chaves, substituir fusíveis(determinar o motivo pelo qual os fusíveis ou os disjuntores estão abertos, danificados, ou desconectados, antes de substituí-los ou montá-los novamente); rearmar os disjuntores; reparar ou substituir o cabeamento danificado.
	Baixa tensão c.c. no inversor, Ou controlador de carga aberto	Nenhum fluxo de energia disponível para o inversor	Permitir que as baterias recarreguem
	Temporizador (*timer*) demora para dar partida no inversor, quando em modo de espera	Alguns segundos de atraso depois de dar partida na carga	Esperar alguns segundos depois de dar partida nas cargas
	Desconexão do inversor por tensão elevada	Inversor não dá partida	Conectar cargas c.c.às baterias e operá-las por tempo suficiente para baixar a tensão das baterias. Ajustar a tensão final de carga no controlador de carga, caso possível, ou então substituí-lo; Verificar a tensão máxima c.c suportada pelo inversor, e substituí-lo caso esteja com problema
Aquecimento excessivo dos motores durante operação	Uso de inversor de onda quadrada	Componentes harmônicas da forma de onda sobreaquecem os enrolamentos	Substituir o inversor por outro com forma de onda senoidal
Cargas operam inadequadamente	Correntes excessivas exigidas pelas cargas	Tensão do inversor muito baixa para as cargas	Reduzir a potência das cargas ou substituir o inversor por outro de maior capacidade
	Uso de inversor de onda quadrada		Utilizar cargas c.c. ou substituir o inversor por outro com forma de onda senoidal
	Inversor defeituoso		Substituir o inversor

Quadro 8.5 – Inversor (Continuação).

Inversor			
Sintoma	**Causa**	**Resultado**	**Ação corretiva**
Motores operam com velocidade errada	Inversor não possui dispositivo para controle de frequência	Frequência na saída do inversor varia com a tensão da bateria	Substituir o inversor por um que possua dispositivo para controle de frequência
Atuação do circuito de proteção (disjuntor) do inversor	Cargas operam com surto de corrente muito elevado	Correntes excessivas exigidas pelas cargas	Reduzir a potência das cargas ou substituir o inversor por outro de maior capacidade

Quadro 8.6 – Cargas.

Sintoma	Causa	Resultado	Ação corretiva
Cargas inoperantes	Cargas muito potentes para o sistema, ou níveis de irradiação solar inadequados, com baterias em baixo nível de carga	Redução da vida útil das baterias; possíveis danos às cargas	Reduzir a potência das cargas, aumentar a capacidade do gerador e/ou do banco de baterias
	Chaves e disjuntores no sistema estão desligados ou mal posicionados	A energia fotovoltaica não pode ser fornecida para cargas ou baterias	Colocar todas as chaves e disjuntores na posição correta
	Os dispositivos de proteção (fusíveis, disjuntores, etc.) estão abertos ou danificados		Rearmar os circuitos de proteção ou substituir os fusíveis
Cargas operem incorretamente ou ineficientemente	Elevada queda de tensão no sistema; cargas superdimensionadas; falhas no aterramento ou existência de diodos defeituosos	Tensão inadequada para carregar as baterias e/ou operar as cargas	Verificar subdimensionamento ou cabeamento muito longo, aumentar a bitola dos cabos, reduzir a potência das cargas, corrigir as falhas de aterramento
	Cabeamento ou conexões frouxas, rompidas, queimadas ou oxidadas		Reparar ou substituir o cabeamento ou conexões danificadas
	Cabeamento ou conexões curto-circuitadas ou com falhas de aterramento		Reparar os curtos-circuitos e/ou falhas de aterramento
	Pequenas cargas “fantasmas” inativas, mantidas pelo inversor		Desligar as cargas “fantasmas” ou alimentá-las com uma outra fonte de energia
	Polaridade do cabeamento invertida	Cargas inoperantes ou operando incorretamente	Corrigir a polaridade do cabeamento

Para os demais componentes e acessórios de um SFV, tais como cabeamento, dispositivos de segurança e sistema de aquisição de dados, se for verificado qualquer defeito que afete a operação e/ou monitoração do SFV, o componente deve ser imediatamente substituído.

Deve-se sempre documentar as manutenções realizadas, principalmente as manutenções corretivas. Relatórios de manutenção corretiva devem conter: descrição do problema encontrado, as etapas realizadas para identificação da causa do problema e os procedimentos de manutenção realizados para sanar o problema, além das respectivas datas e nomes dos responsáveis técnicos envolvidos. Devem ser mencionados os manuais consultados, os instrumentos de testes utilizados e os valores das medidas efetuadas. É recomendável ainda que sejam descritas quais manutenções preventivas devem ser efetuadas para evitar a recorrência do problema. Esse relatório deve ficar junto à documentação do sistema de forma que possa ser facilmente consultado em futuras manutenções.

8.5 – Manutenção de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCRs) - microgeração

Os procedimentos de manutenção de SFCRs de pequeno porte são similares aos descritos anteriormente, a menos dos procedimentos para baterias, pois a atual regulamentação brasileira não prevê o uso de armazenamento em sistemas conectados à rede.

É importante ressaltar que antes de realizar manutenção em qualquer sistema de geração conectado à rede, deve-se desconectar o sistema da rede por meio do dispositivo de seccionamento ou de proteção. Este dispositivo de seccionamento não pode ser o DSV, cujo acesso é restrito à distribuidora.

Falhas típicas em microgeradores

A falha completa de um sistema fotovoltaico é muito rara. Os SFCRs quando bem projetados e instalados funcionam por muitos anos e eventuais falhas normalmente estão associadas a reparos simples.

Como referência, pode-se citar o programa fotovoltaico alemão de *1.000 telhados*, realizado de 1991 a 1995. Foram registrados o comportamento operacional, o tipo e o número de falhas dos vários sistemas. Os principais resultados são (Programa Altener, 2004):

- O componente mais confiável de um sistema fotovoltaico é o próprio gerador fotovoltaico. No caso de avarias, as principais causas foram os efeitos de descargas atmosféricas, as falhas dos diodos e as deficiências nos módulos e na cablagem c.c.
- As falhas mais frequentes ocorrem no inversor. As principais causas foram os danos provocados pelo dimensionamento incorreto do inversor, pelo efeito de descargas atmosféricas e por falha do circuito eletrônico.

- Os fenômenos de corrosão provocados pela combinação de diferentes materiais foram recorrentes, como, por exemplo, parafusos de bronze numa montagem galvanizada.
- Outras falhas estavam relacionadas com os fusíveis e com distúrbios no fornecimento de energia à rede.

A Tabela 8.1 mostra as principais falhas, e o respectivo percentual de ocorrência, em 200 sistemas fotovoltaicos do Programa *1.000 telhados*, após vários anos de funcionamento. Os sistemas foram selecionados com base num nível de produção de energia inferior à média anual.

Tabela 8.1 – Falhas típicas dos sistemas do programa alemão *1.000 telhados*. Fonte: (PROGRAMA ALTENER, 2004)

Equipamento	Falha	%
Gerador Fotovoltaico	Sombreamento parcial	41
	Condutores não isolados	24
	Corrosão e defeitos na estrutura de suporte	19
	Grampos de conexão à estrutura soltos ou perdidos	5
	Módulos defeituosos	< 2
Equipamentos na caixa de junção	Dissipação de calor dos diodos ineficiente ou inexistente	60
	Dispositivos de isolamento inadequados	56
	Fusíveis e DPS inadequados	15
	Fusíveis defeituosos	4
	Diodos de bloqueio defeituosos	< 2
	DPS defeituosos	< 1
Inversor	Proteção ineficiente contra sobretensão	8

O Quadro 8.7 extraído do manual: *Energia fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projecto e instalação* (PROGRAMA ALTENER, 2004) lista alguns componentes de um sistema de microgeração e sugere verificações típicas e a periodicidade.

Quadro 8.7 – Verificações típicas de sistemas de microgeração conectados a rede. Fonte: (PROGRAMA ALTENER, 2004)

Periodicidade	Equipamento	Verificação
Diário	Inversor	Se está em operação ou se existe mensagem de erro.
Mensal	Verificação da produção de energia	Registro das medições de energia e se estão de acordo com o esperado.
	Superfície do painel fotovoltaico	Se há acúmulos de sujeira, como folhas ou dejetos de pássaros. Removê-los com água (sem sabão).
A cada 6 meses	Caixa de junção	Se há insetos. Se há corrosão/umidade excessiva. Testar a continuidade dos fusíveis.
	Proteção contra descargas atmosféricas	Se está operacional após tempestades com descargas.
	Cablagem	Se há isolamentos danificados, marcas chamuscadas provenientes de arcos elétricos etc. Se as conexões estão boas.

Avaliação de microgeradores

Os inversores para SFCRs são geralmente muito mais sofisticados do que os inversores para SFIs, possuindo, quase todos, mesmo aqueles destinados à microgeração, funções de monitoração e aquisição de dados (ver item 4.6.4), que disponibilizam informações operacionais e tornam fácil e rápida a deteção de problemas no sistema. De qualquer forma, uma avaliação manual também pode ser efetuada.

O painel fotovoltaico do SFCR pode ser verificado com a mesma metodologia descrita em 8.3.1, incluindo medidas de I_{sc} e V_{oc} com o sistema desligado. Porém, adicionalmente, devem ser também avaliadas as perdas no inversor e a eficiência de seu SPPM, de acordo com as medidas e cálculos apresentados a seguir (ver Equações 4.19 a 4.21).

Uma vez que os inversores para SFCRs efetuam SPPM continuamente na entrada c.c., deve-se, com o inversor em operação, efetuar medidas da tensão e corrente no painel, bem como simultaneamente de irradiância e temperatura, com o objetivo de confirmar a operação do painel em seu ponto de potência máxima (P_{MP}, V_{MP}, I_{MP}) para as aquelas condições. O P_{MP} medido deve ser comparado com o informado pelo fabricante (STC) do módulo, corrigido para as condições da medida (metodologia idêntica à descrita no item 8.3.1 para V_{oc} e I_{sc}).

Também deve-se simultaneamente efetuar medidas de tensão e corrente na saída c.a. do inversor, para verificar sua eficiência (η_{conv}), que é a razão entre a potência c.c. e a potencia c.a. medidas. O valor esperado pode ser visto na curva de eficiência fornecida pelo fabricante do inversor.

Desvios superiores a ±15%, seja no ponto de operação do painel (em relação ao P_{MP} nas condições da medida), seja na eficiência do inversor podem ser indício de problemas e devem ser melhor investigados.

Os valores medidos devem ser também comparados com os informados pela aquisição de dados do inversor (*display*, computador etc.).

Deve-se observar, que tais medidas em SFCRs são bastante trabalhosas, e que são necessárias pelo menos duas pessoas, ficando uma delas no painel (normalmente instalado no telhado) para medir irradiância e temperatura e a outra junto ao inversor (normalmente no interior da edificação) para efetuar as medidas c.c. e c.a. As medidas devem ser efetuadas de forma simultânea, o que exige comunicação e coordenação entre elas, possivelmente utilizando *walkie-talkies*. O trabalho deve preferencialmente ser efetuado em um dia claro (sem nuvens) para uma maior precisão.

8.6 – Manutenção de Centrais Fotovoltaicas

Algumas recomendações gerais sobre a manutenção de centrais FV são citadas de forma breve neste tópico, pois foge ao escopo desta obra detalhar os procedimentos envolvidos.

De uma forma geral, os equipamentos de proteção das centrais FV devem atuar quando detectadas condições anormais na tensão ou frequência de operação da rede elétrica, desconectando a central FV, para garantir a segurança das equipes de manutenção da rede e das pessoas em geral, além de evitar danos aos equipamentos conectados à rede.

A manutenção preventiva e corretiva de centrais FV é algo mais crítico e que merece fundamental atenção. Cada país pode definir, dentro de sua própria legislação, qualquer tipo de manutenção compulsória ou tarefa de controle para SFVs. Caso essa legislação exista, as atividades requeridas devem ser integradas ao programa de manutenção do SFV. No caso do Brasil, até o presente, não há regulamentação a esse respeito e, portanto, os critérios para implementação de programas de manutenção são definidos de acordo com o proprietário, com base nas necessidades de cada sistema.

Dependendo da potência e da característica da instalação da central FV, podem existir diversas configurações para definir como a manutenção preventiva deve ser feita, como indicado a seguir e na Tabela 8.2, com base em recomendações práticas obtidas com usinas em operação.

- Responsável pela manutenção: pode ser o investidor, o instalador, ou uma empresa de manutenção especializada.
- Presença de equipe de manutenção: pode ser necessária presença contínua, intermitente ou apenas quando incidentes ocorrerem.
- Sistema de monitoramento (controle e supervisão): pode ser um sistema avançado, simples ou somente com as informações fornecidas pelo inversor.
- Sistema de vigilância: pode ser pessoal, por sistema remoto ou ambos.

Tabela 8.2 - Recomendações de equipe e sistema de monitoramento em função do tamanho da central FV. Fonte: Adaptado de (RELANCIO & RECUERO, 2013).

Potência da central FV (MWp)	Com sistema de rastreamento solar	Sem sistema de rastreamento solar
0,1 a 0,5 MW_p	1 pessoa, presença intermitente	Informação dos inversores
0,5 a 1 MW_p	1 pessoa, meio período	Informação dos inversores
1 a 2 MW_p	1 pessoa, período integral, com sistema de monitoramento	1 pessoa, meio período
2 a 5 MW_p	2 pessoas, período integral, com sistema de monitoramento	1 pessoa, período integral, com sistema de monitoramento
Para cada 5 MW_p adicionado	Mais 2 pessoas, período integral	Mais 1 pessoa, período integral

Equipe de operação e manutenção

Caso as atividades de operação e manutenção (O&M) sejam feitas por equipe não especializada (por exemplo, do corpo de funcionários da empresa proprietária da central FV), o treinamento do supervisor de manutenção e dos demais encarregados é essencial, pois a reparação de possíveis falhas/colapsos deve ser feita tão rápida e eficientemente quanto possível.

Recomenda-se que o responsável pelas atividades de O&M tenha habilidades tanto em nível funcional (executar por si mesmo as atividades de manutenção da central) quanto em relação à documentação (atualizar os registros de manutenção, de incidentes etc. e tratar a informação).

Gestão de estoque de peças de reposição e bens de consumo

Uma má gestão do estoque de peças de reposição pode significar dias completos de parada para uma central FV. Por essa razão, é essencial ter sempre uma lista atualizada de todas as peças de reposição para a central, e assegurar que há quantidade suficiente de cada uma em estoque. Também é importante estar atento para o estoque de bens de consumo, como óleo, tinta, etc.

Sistema de vigilância

A reparação ou substituição de equipamentos e outros possíveis problemas na central devido à ação de ladrões ou vândalos pode significar um alto custo. Mesmo se a central FV contar com seguro, há perdas de produção, custo do trabalho para as reintegrações etc. Isso significa que é importante procurar evitar, tanto quanto possível, esse tipo de incidente. Caso se verifique que esse tipo de serviço é um investimento necessário, pode-se optar por contratar vigilância com pessoal e/ou equipamento eletrônico (câmeras, sensores de presença etc.).

Sistema de monitoramento

Um sistema de monitoramento bem implementado para a central pode significar grandes economias na manutenção corretiva, já que possíveis defeitos podem ser detectados a tempo de evitar falhas mais sérias.

Seguro

Também é importante contratar um seguro que cubra todos os efeitos decorrentes de eventos meteorológicos, roubo, ou possíveis danos devido a vandalismo. Há seguros que cobrem inclusive perdas de produção de energia.

8.7- Manutenção de sistemas fotovoltaicos de bombeamento de água

Conforme mostrado no Capítulo 5 (item 5.2), sistemas fotovoltaicos de bombeamento d’água apresentam grande variação em suas características e configurações, o que torna difícil estabelecer

procedimentos padronizados de manutenção. Os procedimentos para cada sistema devem ser especificados no manual que acompanha o sistema.

O painel fotovoltaico pode ser verificado usando a metodologia do item 8.3.1.

Os componentes de condicionamento de potência dos sistemas de bombeamento podem ser controladores de bombas (conversores c.c-c.c) ou inversores. Estes podem ter sua funcionalidade geral verificada, em princípio, por meio de medidas das correntes e tensões em sua entrada e saída, quando em operação normal, e comparação dos valores medidos com as informações disponibilizadas pelo fabricante em manuais, *datasheets*, etc.

O sistema hidráulico muitas vezes fica aos cuidados dos próprios usuários ou de um órgão municipal, e a experiência indica que problemas são bastante comuns. Assim, ele deve ser inspecionado quanto a:

- Cabeça do poço bem fechada, de forma a evitar contaminação;
- Vazamentos em tubulações, conexões, torneiras e registros;
- Limpeza do reservatório d'água, que deve estar sempre devidamente tampado, protegido contara penetração de sujeira, insetos etc.;
- Qualidade da água.

8.8 -Análise de Dados de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico

A avaliação de desempenho de um SFV pode ser feita adotando-se procedimentos para a aquisição e registro de dados operacionais do sistema. O ideal é que o procedimento de monitoração seja automático, associado à utilização de um sistema de aquisição, armazenamento e transmissão de dados.

Como apresentado no Capítulo 4, a maioria dos inversores para conexão à rede, e alguns dos inversores e controladores de carga para SFIs, disponíveis no mercado possuem um sistema de aquisição e armazenamento de dados integrado, onde os parâmetros registrados podem ser coletados localmente, por exemplo, via interfaces (USB, interfaces próprias) de comunicação, ou podem ser transmitidos para um servidor ou computador remoto, via rede Wireless ou rede celular, por exemplo. Assim, o usuário ou operador pode acompanhar o desempenho operacional dos componentes do SFV, com base no histórico dos parâmetros monitorados, ou mesmo em tempo real.

Basicamente, os parâmetros monitorados na maior parte das aplicações estão relacionados com a tensão, corrente, potência ativa e energia ativa, tanto no lado c.c. quanto no lado c.a. Quanto às variáveis climáticas monitoradas, geralmente são coletados, por meio de sensores apropriados, os valores de temperatura ambiente e/ou da superfície posterior do módulo fotovoltaico; temperatura do banco de baterias; irradiância no plano horizontal e/ou no plano inclinado do painel fotovoltaico.

Com a avaliação dos dados coletados pode-se verificar o funcionamento adequado do SFV ou ainda detectar alguma anomalia no funcionamento do sistema, podendo-se obter um indicativo de que está havendo, por exemplo, falha no inversor, falha na ligação entre cabeamento e conectores, falha de isolamento, defeito em fusíveis, chaves e disjuntores, falha no gerador fotovoltaico etc.

O acompanhamento do desempenho operacional do SFV permite avaliar a disponibilidade do gerador fotovoltaico durante um período específico do ano. A avaliação do desempenho também pode ser feita pela comparação entre os dados obtidos pela monitoração e os resultados de simulação da produção energética do sistema, utilizando-se ferramentas computacionais desenvolvidas para tal fim. Por exemplo, em um SFCR pode-se comparar a energia injetada na rede elétrica pelo inversor em um dado período com a produtividade[7] simulada e esperada para o referido período em análise. Por meio da produtividade, podem-se comparar SFCRs de diferentes capacidades e configurações de instalação para a dada localidade.

Para um SFI, pode-se avaliar a disponibilidade do sistema, por exemplo, por meio dos níveis medidos de irradiância e tensão do banco de baterias, relacionando aos valores medidos de geração fotovoltaica e consumo de energia elétrica, podendo-se, deste modo, também avaliar a funcionalidade do sistema e se a capacidade de suprimento está conforme o esperado.

Para melhor aproximação do comportamento real do SFV, nas simulações de desempenho são considerados os equipamentos utilizados na instalação fotovoltaica e os dados climáticos monitorados no local (como temperatura e irradiância solar). Na indisponibilidade dos dados climáticos locais, podem ser considerados os disponíveis da localidade mais próxima.

8.9 – Referências

DUNLOP, J. (National Joint Apprenticeship and Training Committee for the Electrical Industry). **Photovoltaic Systems**. 1a ed. USA: American Technical Publishers, Inc., 2007. 452 p.

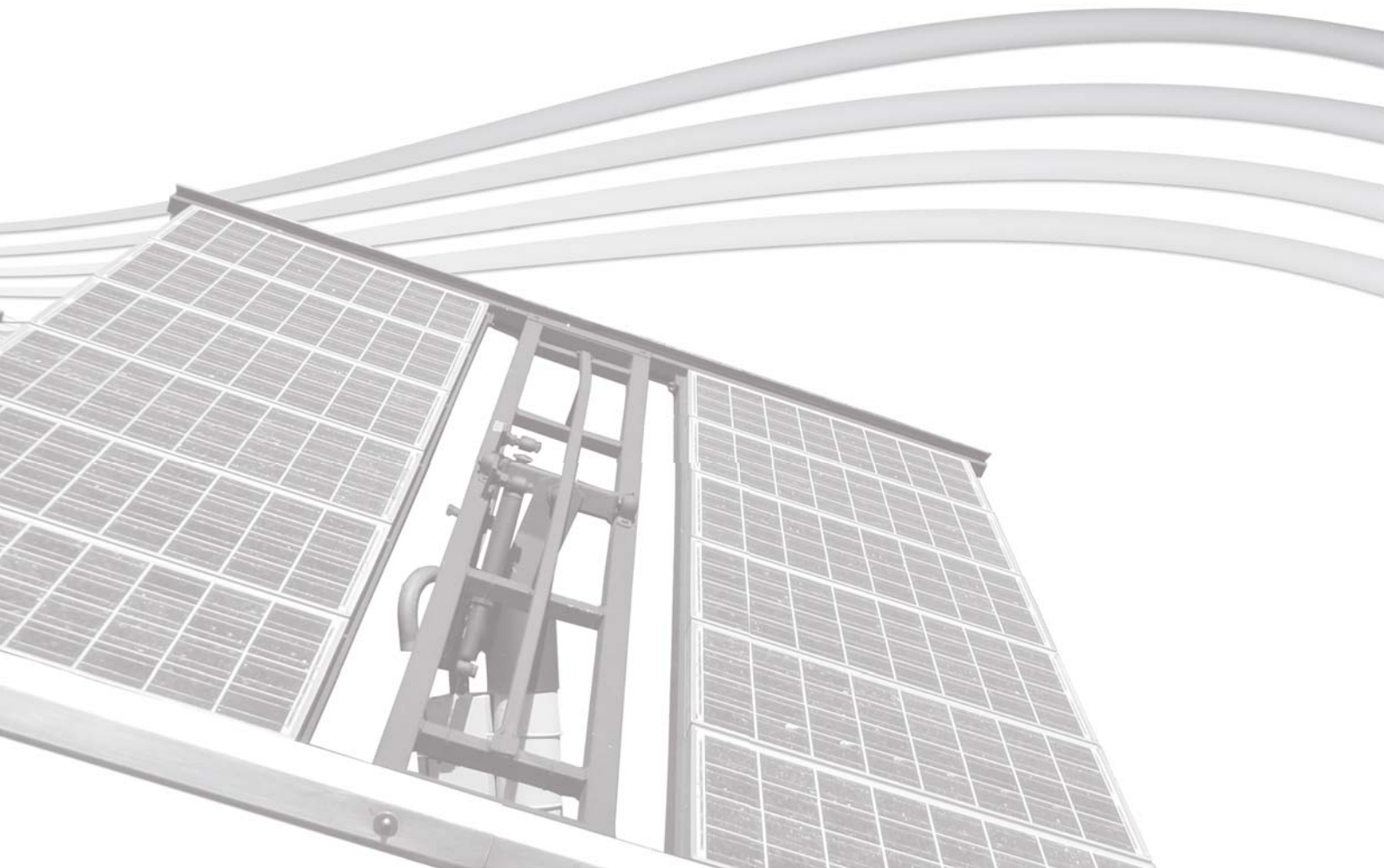
GALDINO, MARCO A.; BORBA, AROLDO J. V.; ALMEIDA, VANIA M. DE. **Avaliação de material do MME/Prodeem armazenado no almoxarifado da Chesf em Abreu e Lima-PE**. Relatório Técnico Cepel DTE 14494/2010; dezembro de 2010.

IEC 61724:1998. **Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis**. International Eletrotechnical Commission.

MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; ALMEIDA, M. P.; PINTO NETO, A. F. C.; PINHO, J. T.; MODESTO, J.; PENHA, J.; BRITO, O. **Revitalization and analysis of operation of**

[7] A produtividade do SFV é a razão entre a energia elétrica c.a. produzida em um determinado período e a potência nominal instalada do gerador fotovoltaico, geralmente dada em kWh/kWp.

the autonomous photovoltaic system of the Uacari Floating Lodging House, Amazon-Brazil. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Wiley Online Library. 2011.

PROGRAMA ALTENER. **Energia Fotovoltaica – manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. Projeto GREENPRO. Portugal. Janeiro de 2004.

RELANCIO, J.; RECUERO, L. **Photovoltaic Systems Training. Session 4 - PlantMaintenance**. 2010. Disponível em: <http://www.leonardo-energy.org/node/148631>. Acesso em: fev. 2013.

Sandia National Laboratories and Naval Facilities Engineering Command. **Maintenance and operation of stand-alone photovoltaic systems**. Architectural Energy Corporation, 1991.

Sandia National Laboratories, Photovoltaic Design Assistence Center. **Stand-alone photovoltaic systems - A handbook of recommended design practices**. 1991.

APÊNDICE 1

NORMAS E REGULAMENTOS

APÊNDICE 1 – NORMAS E REGULAMENTOS

Introdução

Neste apêndice são apresentados os aspectos legais e regulatórios associados aos sistemas fotovoltaicos, contendo a legislação vigente no Brasil, tanto para os sistemas isolados individuais e com minirredes, quanto para os conectados à rede, além das normas técnicas vigentes, relativas aos Sistemas Fotovoltaicos de Conversão de Energia. São apresentadas as normativas existentes, destacados seus pontos principais e indicado onde obtê-las em sua íntegra.

Aspectos Legais e Regulatórios

Leis, decretos e resoluções gerais referentes à geração de energia solar fotovoltaica

Sistema Interligado Nacional

- Lei n° 8.987/95 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8987cons.htm): Não exclusividade da concessão ou permissão.
- Lei n° 9.074/95 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm): Autorização; Produtor Independente de Energia (PIE); Consumidor Livre.
- Lei n° 9.427/96 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427compilada.htm): Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica.
- Decreto n° 2003/96 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm):
  - Autoprodutor: pessoa física ou jurídica.
    - Uso exclusivo com possibilidade de venda de excedentes.
  - PIE: pessoa jurídica ou consórcio.
    - Energia para comercialização; livre acesso; operação integrada (ônus e benefícios) e encargos (TF, CCC, CDE).
- Resolução ANEEL n° 281/99 (http://www.aneel.gov.br/cedoc/bres1999281.pdf): Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.
- Resolução ANEEL n° 371/99 (http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1999371.pdf): Contratação e comercialização de reserva de capacidade por autoprodutor ou PIE.
- Lei n° 10.438/02 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438.HTM):
  - Eólica, biomassa ou solar para consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou direito, cuja carga seja ≥ 500 kW.

- RGR: eólica, solar, biomassa, PCH's, termelétrica associada a PCH: até 10 % dos recursos disponíveis.
- Programa de fomento específico para a utilização de equipamentos, de uso individual e coletivo, para geração de energia elétrica a partir de energia solar.

- Resolução ANEEL n° 248/02 (http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2002248.pdf):
  - Atualiza procedimentos para o cálculo dos limites de repasse dos preços de compra de energia elétrica, para as tarifas de fornecimento.
  - Fim dos valores normativos diferenciados: Valor Normativo único (VN), representativo de fonte competitiva.
  - O VN poderá ser revisto, anualmente ou, a critério da ANEEL, na ocorrência de mudanças estruturais relevantes na cadeia de produção de energia elétrica, devendo considerar os seguintes aspectos:
    - I - os projetos em desenvolvimento;
    - II - as expansões previstas do parque gerador;
    - III - a atualização dos custos dos empreendimentos;
    - IV - os contratos bilaterais firmados entre os agentes; e
    - V - as políticas e diretrizes do Governo Federal.
- Lei n° 10.762/03 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2003/l10.762.htm):
  - Redução não inferior a 50 % a ser aplicada às tarifas de uso de sistemas elétricos de T&D para PCH, solar, eólica e biomassa ou cogeração qualificada com potência até 30.000 kW, destinados à autoprodução ou à produção independente.
  - Possibilidade de comercialização direta com consumidor com carga maior ou igual a 500 kW, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados, mas limitado a quarenta e nove por cento da energia média que produzirem para hidrelétrica, solar, eólica, biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30.000 kW.
- Lei n° 10.848/04 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm): Novo Modelo do Setor Elétrico
  - Comercialização realizada nos ambientes de contratação regulada (ACR) e contratação livre (ACL).
    - ACR: compra de energia elétrica por distribuidoras com garantia de atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada (longo prazo), por meio de licitação, favorecendo a modicidade tarifária (sic) e condições e limites para repasse do custo de aquisição de energia elétrica para os consumidores finais, a partir de:

- ✓ empreendimentos de geração existentes;
- ✓ novos empreendimentos de geração;
- ✓ geração distribuída; e
- ✓ fontes alternativas.

- o ACL: Consumidores livres.
  - ✓ Contratos de curto e médio prazo;
  - ✓ Diversidade e complementaridade de fontes; e
  - ✓ Contratação bilateral.

- Decreto n° 5.163/04 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/D5163compilado.htm): Condições para contratação para Geração Distribuída.
  - Montante contratado limitado a até 10 % da carga da distribuidora.
  - Distribuidoras que tenham mercado próprio inferior a 500 GWh/ano.
- Resolução ANEEL n° 167/05 (http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2005167.pdf): Regulamentação da energia proveniente de empreendimentos de geração distribuída para fins de atendimento às concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição.
- Resolução ANEEL n° 247/06 (http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006247.pdf):
  - Condições para a comercialização de fontes incentivadas no mercado livre com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja ≥ 500 kW.
    - o Ser oriunda de:
      - ✓ PCH's, de produção independente ou autoprodução;
      - ✓ empreendimentos com potência instalada ≤ 1.000 kW;
      - ✓ empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa, com potência instalada ≤ 30.000 kW.
    - o Lastro de até 49 % de outras fontes.
    - o Contrato de Compra de Energia Incentivada – CCEI.
    - o 180 dias de aviso à concessionária.
    - o Livre acesso e respectivos contratos com descontos.
- Lei n°11.488, de 15 de junho de 2007 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/lei/l11488.htm), estabelece desconto nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão para sistemas com fontes solar, eólica, biomassa até 30 MW.
- Resolução ANEEL n° 286/07 (http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007286.pdf): Aprovação das Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis a fontes incentivadas e consumidores especiais.
- Decreto n° 6.353/08 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6353.htm):

- Regulamenta a contratação de energia de reserva.
- Energia de reserva é aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim.
- Energia de reserva contratada mediante leilões a serem promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, direta ou indiretamente, conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia.
- Contratada pelo CCEE que repassa aos consumidores do SIN, os custos fixos e variáveis da geração.

- Resolução ANEEL n° 320/08 (http://www.aneel.gov.br/ce-doc/ren2008320.pdf):
  - Estabelece critérios para classificação de Instalação de Transmissão como de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG para o acesso à Rede Básica do SIN de centrais de geração a partir de fonte eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas.
  - ICGs: instalações de transmissão (barramentos, linhas de transmissão, transformadores, subestações, com tensão até 230 kV), não integrantes da Rede Básica, destinadas ao acesso de centrais de geração em caráter compartilhado à Rede Básica, definidas por chamada pública a ser realizada pela ANEEL e licitadas em conjunto com as instalações de Rede Básica para duas ou mais centrais de geração.

Sistemas isolados e áreas não atendidas

- Lei n° 9.648/98 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9648cons.htm): Sub-rogação da CCC para fontes renováveis.
- Lei n° 10.438/02 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438.HTM):
  - Sub-rogação da CCC até 2022: eólica, solar, biomassa.
  - Obriga o atendimento dos consumidores eletricamente excluídos (Universalização).
- Resolução ANEEL n° 223/03 (http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003223.pdf): planos operacionais para universalização, metas e penalidades, etc.
- Lei n° 10.762/03 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2003/l10.762.htm): Obriga o atendimento dos consumidores eletricamente excluídos (Universalização).
- Decreto n° 4.873/03 (http://www.planalto.gov.br/CCIVIL_03/de-creto/2003/D4873.htm): Luz Para Todos, possibilidades de atendimento através de minirredes e sistemas individuais.
- Lei n° 12.111/09 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2009/Lei/L12111.htm)
- Decretos n°s 7.246/10 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7246.htm) e 7.355/10 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7355.htm).

- Resolução ANEEL n° 427/11 (http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011427.pdf): Estabelece as regras para o planejamento, formação, processamento e gerenciamento da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.
- Resolução ANEEL n° 493/12 (http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf): Estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI ou Sistema Individual de Geração de Energia com Fonte Intermitente – SIGFI.

Arcabouço atual referente à geração de energia solar fotovoltaica conectada à rede

Autoprodução de energia solar próprio e/ou com venda de excedentes

A autoprodução de energia solar está normatizada pela Resolução ANEEL n° 390, de 15 de dezembro de 2009 (http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009390.pdf), e tem por base legal o Decreto n° 2003, de 10 de setembro de 1996 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm), que regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor, conforme previsto no artigo 7° da Lei n° 9.074, de 7 de julho de 1995 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm), e nos artigos 25 e 26 da Lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427compilada.htm).

A Resolução define os procedimentos para requerer AUTORIZAÇÃO e o REGISTRO. Os deveres e direitos das outorgas de autorização/registro concedidas a pessoas físicas, jurídicas ou consócios estão definidos na Resolução n° 389/2009 (http://www.aneel.gov.br/ce-doc/ren2009389.pdf).

Regulação de incentivo à geração distribuída de até 1 MW

Em 17 de abril de 2012 a ANEEL editou a Resolução n° 482 (http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf) que tem por objetivo a redução de barreiras regulatórias à conexão da geração distribuída de pequeno porte (potência instalada de até 1 MW) contemplando as seguintes fontes: solar, eólica, biomassa, hídrica e cogeração qualificada.

Entre os principais pontos dessa resolução estão:

- Contempla as seguintes fontes: solar, eólica, biomassa, hídrica e cogeração qualificada;
- Introduz na regulação o sistema de compensação de energia (*net metering*);
- Estabelece que o sistema de compensação de energia e a forma de faturamento obedecem ao fixado na Resolução ANEEL n° 414/10 (http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf);

- Aprova a inclusão de item específico ao Módulo 3 do PRODIST[1] (3.7), que trata exclusivamente do acesso da mini e microgeração distribuída incentivada.

Redução das tarifas de uso de sistemas de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD) para a geração solar

A Resolução n° 482, de 17 de abril de 2012 (http://www.aneel.gov.br/ce-doc/ren2012481.pdf), alterou a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004 (http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2004077.pdf), incluindo artigo (3° A) com o objetivo de aumentar para 80 % o desconto nas tarifas de uso de sistemas elétricos de transmissão e distribuição (TUST e TUSD), exclusivamente para projetos de geração solar que entrem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017. O desconto tem prazo de fruição nos dez primeiros anos de operação da usina; após esse prazo o desconto será reduzido para 50 %, para projetos que já estejam em operação ou projetos novos.

Regulamentação de acesso específico à geração distribuída no PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

Embora a conexão de um agente de geração ao sistema de distribuição de qualquer concessionária seja há muito tempo permitida pela legislação setorial brasileira, as normas envolvidas nesse processo não eram adequadas à geração distribuída de pequeno porte, além de estarem muito dispersas no arcabouço regulatório, com muitos procedimentos a cargo das concessionárias, que não disponibilizavam em um documento conciso as informações necessárias para o acesso à sua rede de distribuição. Tal comportamento, dificultando e onerando os procedimentos de acesso, era apontado como mais um fator de desestímulo à geração distribuída no país.

O PRODIST, da ANEEL, é o instrumento regulatório que normatiza e padroniza as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, aplicando-se à geração distribuída nos sistemas de baixa tensão. Seu conjunto de regras visa subsidiar os agentes e consumidores do sistema elétrico nacional na identificação e classificação de suas necessidades para o acesso ao sistema de distribuição, disciplinando formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica, sistematizando a troca de informações entre as partes, além de estabelecer critérios e indicadores de qualidade. Devem se submeter às suas regras todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas dos serviços de geração distribuída e de distribuição de energia elétrica,

---

[1] O PRODIST é composto por oito módulos: Introdução (Módulo 1), Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição (Módulo 2), Acesso ao Sistema de Distribuição (Módulo 3), Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição (Módulo 4), Sistemas de Medição (Módulo 5), Informações Requeridas e Obrigações (Módulo 6), Cálculo de Perdas na Distribuição (Módulo 7) e Qualidade da Energia Elétrica (Módulo 8).

consumidores conectados aos sistemas de distribuição em qualquer tensão, cooperativas de eletrificação rural e importador/exportador de energia conectado.

O Módulo 3 trata das condições de acesso, compreendendo a conexão ao sistema de distribuição, definindo critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão dos acessantes.

A Tabela A1.1, extraída do PRODIST, sintetiza os procedimentos e prazos da etapa de acesso. As Figuras A1.1 e A1.2 apresentam fluxogramas para implantação de unidade de geração solar fotovoltaica.

Tabela A1.1 - Etapas do processo de solicitação de acesso.

Etapa	Ação	Responsável	Prazo
1 Solicitação de acesso	Formalização do pedido e encaminhamento da documentação	Acessante	-
	Recebimento	Distribuidora	-
	Solicitação de pendências	Acessante	60 dias
2 Parecer de acesso	Parecer com informação das condições de acesso	Distribuidora	30 dias sem obras adicionais
			60 dias com obras adicionais
3 Contratos	Assinatura de contratos	Acessante e distribuidora	Até 90 dias após 2
4 Implantação da conexão	Solicitação	Acessante	-
	Realização da vistoria	Distribuidora	Até 30 dias após solicitação
	Entrega Relatório de Vistoria	Distribuidora	Até 15 dias após vistoria
5 Aprovação do ponto de conexão	Adequação das condicionantes do Relatório de Vistoria	Acessante	Definido pelo acessante
	Aprovação do ponto para conexão	Distribuidora	Até 7 dias após a adequação

Fonte: Módulo 3.7 PRODIST.

Proibição de cobrança de energia reativa de unidades consumidoras do grupo B

A Resolução Normativa n° 569, de 23 de julho de 2013 (http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013569.pdf) modifica a abrangência na aplicação do fator de potência para faturamento do excedente de reativos de unidades consumidoras e altera a Resolução Normativa n°. 414, de 9 de setembro de 2010.

Estabelece que o fator de potência da unidade consumidora, para fins de cobrança, deve ser verificado pela distribuidora por meio de medição permanente, de forma obrigatória para o grupo A, sendo que o fator de potência de referência, indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido

o valor de 0,92. Já as unidades consumidoras do grupo B não podem ser cobradas pelo excedente de reativos devido ao baixo fator de potência.

Fluxogramas para implantação de unidade de geração solar fotovoltaicas

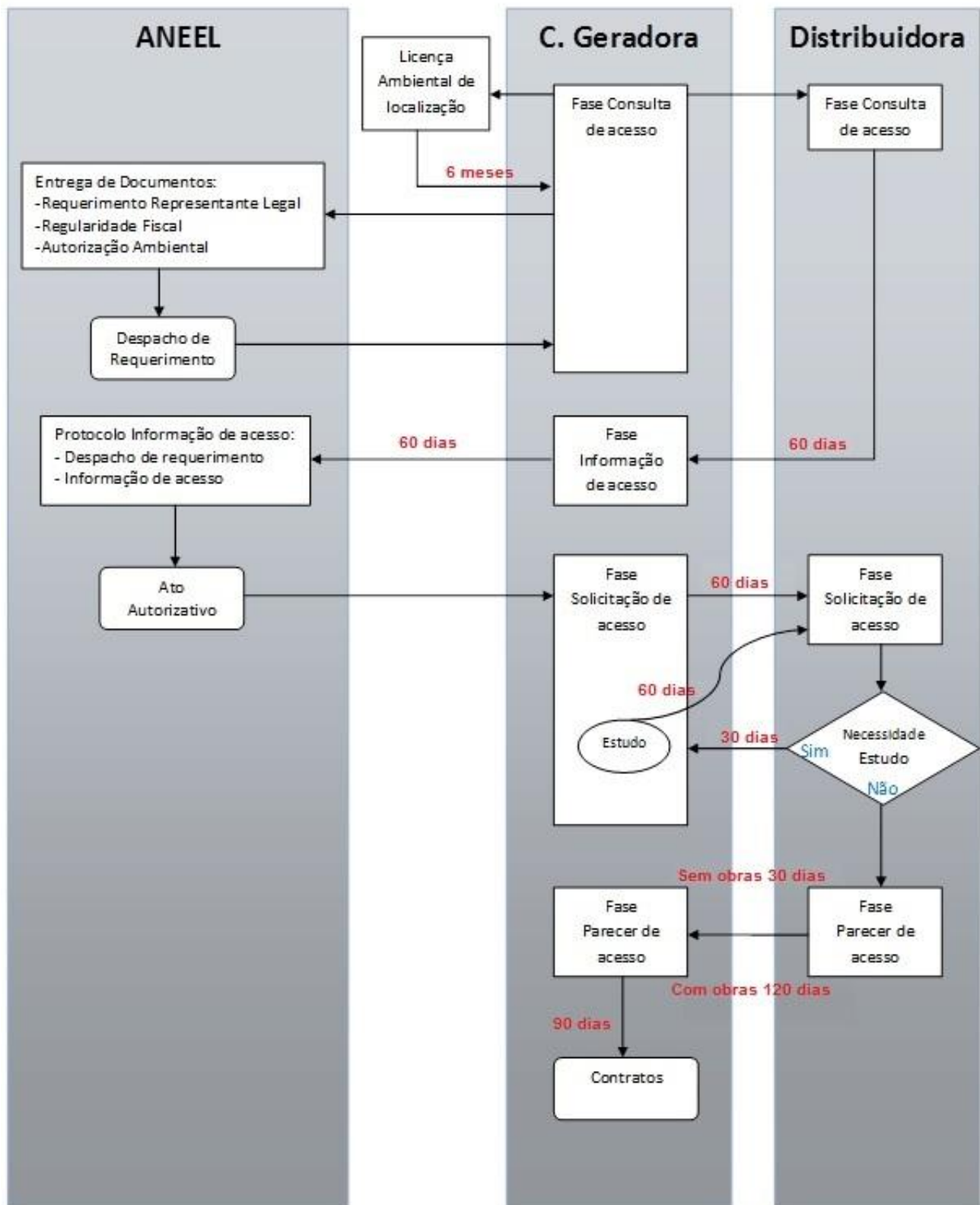



Figura A1.1 – Fluxograma para implantação de central geradora solar ≥ 5.000 kW.

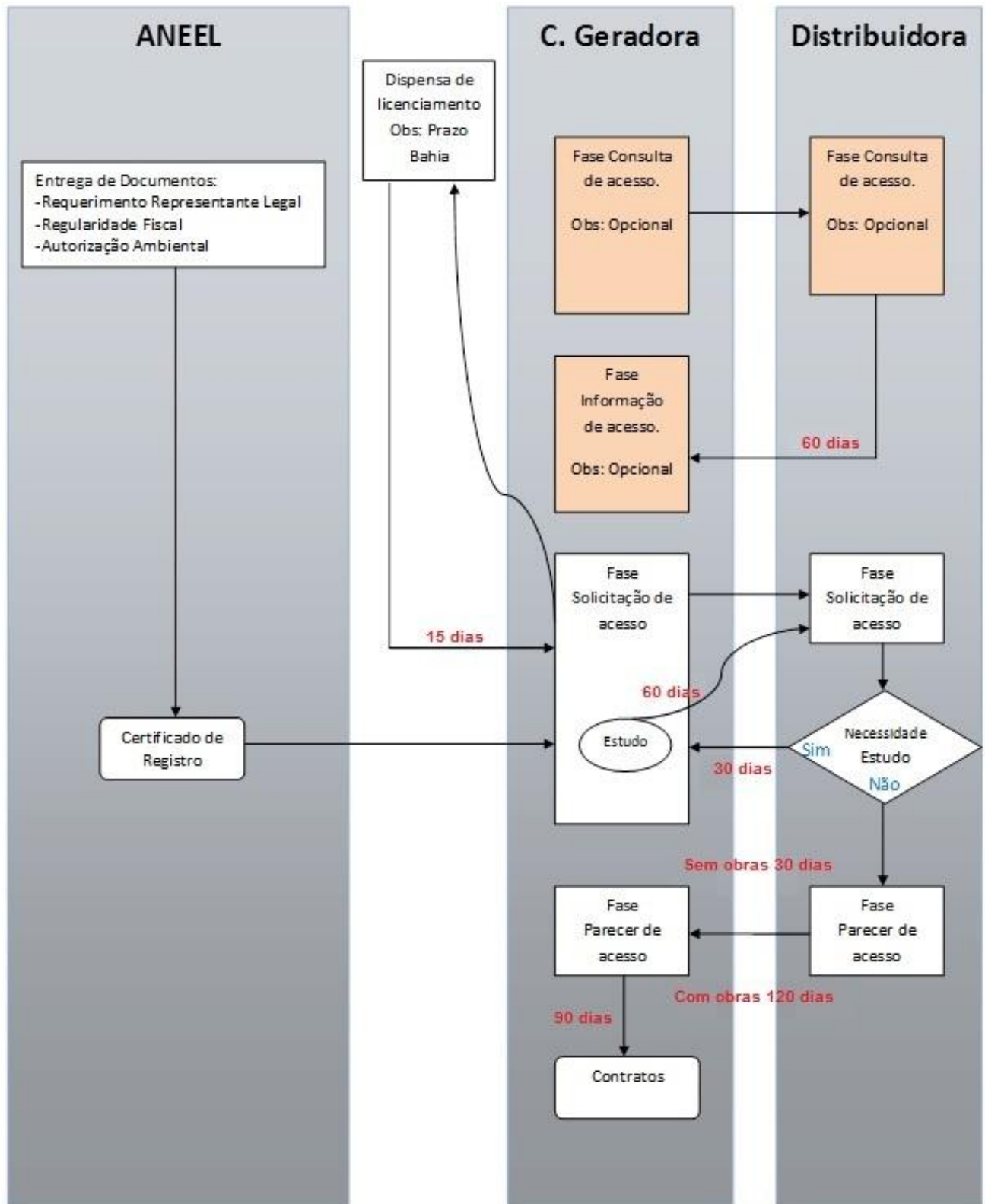



Figura A1.2 – Fluxograma para implantação de central geradora solar < 5.000 kW.

Normas Técnicas Brasileiras utilizadas para trabalhos com Sistemas Fotovoltaicos

As normas técnicas relacionadas a seguir podem ser obtidas, por meio de compra direta, da ABNT.

NBR 5410 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão

Estabelece as condições que as instalações elétricas de baixa tensão devem satisfazer, a fim de garantir a segurança de pessoas e animais, o funcionamento adequado da instalação e a conservação dos bens. A norma refere-se a tensões de 1.000V em corrente alternada, ou 1.500 V em corrente contínua, e aplica-se principalmente às instalações elétricas de edificações, qualquer que seja seu uso (residencial, comercial, público, industrial, de serviços, agropecuário, hortigranjeiro, etc.).

NBR 5419:2005 - Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas

Fixa as condições de projeto, instalação e manutenção de sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), para proteger as edificações e estruturas contra a incidência direta de raios. A proteção se aplica também contra a incidência direta de raios sobre os equipamentos e pessoas no interior dessas edificações e estruturas, ou no interior da proteção imposta pelo SPDA instalado.

NR 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade

Esta Norma Regulamentadora (NR) estabelece os requisitos e condições mínimas, objetivando a implementação de medidas de controle e sistemas preventivos, de forma a garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores que, direta ou indiretamente, interajam com instalações elétricas e serviços de eletricidade.

NR 18 – Condições e Meio Ambiente de Trabalho na Indústria da Construção

Estabelece diretrizes de ordem administrativa, de planejamento e de organização, que objetivam a implementação de medidas de controle e sistemas preventivos de segurança nos processos, nas condições e no meio ambiente de trabalho na Indústria da Construção.

NR 35 – Trabalho em altura

Estabelece os requisitos mínimos e as medidas de proteção para o trabalho em altura, envolvendo o planejamento, a organização e a execução, de forma a garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores envolvidos direta ou indiretamente com esta atividade.

NBR 14200:1998 – Acumulador Chumbo-Ácido Estacionário Ventilado para Sistema Fotovoltaico – Ensaios

Prescreve os métodos de ensaio aplicáveis a todos os tipos de construções de acumuladores de chumbo-ácido estacionários ventilados, para aplicação em sistemas fotovoltaicos.

NBR 15389:2006 – Bateria de chumbo-ácido estacionária regulada por válvula - Instalação e montagem

Fixa os requisitos para projeto de instalação e procedimentos para armazenagem, montagem, ativação e aceitação de baterias de chumbo-ácido reguladas por válvula para aplicações estacionárias, bem como requisitos de segurança e de instrumentação.

NBR 11704:2008 – Sistema fotovoltaicos – Classificação

Aborda a classificação dos sistemas FV quanto às suas características elétricas. Os sistemas podem ser classificados em isolados ou conectados à rede. Quanto à sua configuração, os sistemas podem ser puros ou híbridos.

NBR 10899:2013 – Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia

Define os termos técnicos relativos à conversão FV e aborda a nomenclatura e principais termos técnicos utilizados na área solar fotovoltaica, mas não inclui os termos gerais de eletricidade, que são definidos na NBR 5456.

NBR IEC 62116:2012 – Procedimento de Ensaio de Anti-Ilhamento para Inversores de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica

Fornece o procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

ABNT NBR 16149:2013 – Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade

Estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia.

ABNT NBR 16150:2013 – Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição

Especifica os procedimentos de ensaio para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos da ABNT NBR 16149.

NBR 16274:2014 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho

Estabelece as informações e a documentação mínimas que devem ser compiladas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Também descreve a documentação, os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema.

Requisitos de Avaliação da Conformidade (RAC) para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica

A Portaria Inmetro nº 004 (http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001652.pdf), de 04 de janeiro de 2011, estabelece os critérios para o Programa de Avaliação da Conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria), para utilização da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia ‑ ENCE, atendendo aos requisitos do Programa Brasileiro de Etiquetagem – PBE.

Esta Portaria determinou que, após 1º de julho de 2012, os sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica só poderiam ser comercializados no Brasil em conformidade com os requisitos estabelecidos[2].

Referências

ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. **Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira**. 2012. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>.

CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. **Energia solar fotovoltaica no Brasil**. Brasília, Brasil: Documento propositivo de ações para políticas públicas visando o estabelecimento do mercado de energia fotovoltaica e de indústrias de silício grau solar no Brasil, 2009. 28 p.

CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. **Energia solar fotovoltaica no Brasil: subsídios para tomada de decisão**. Brasília: Brasil: Série documentos técnicos 2, 2010. 40 p.

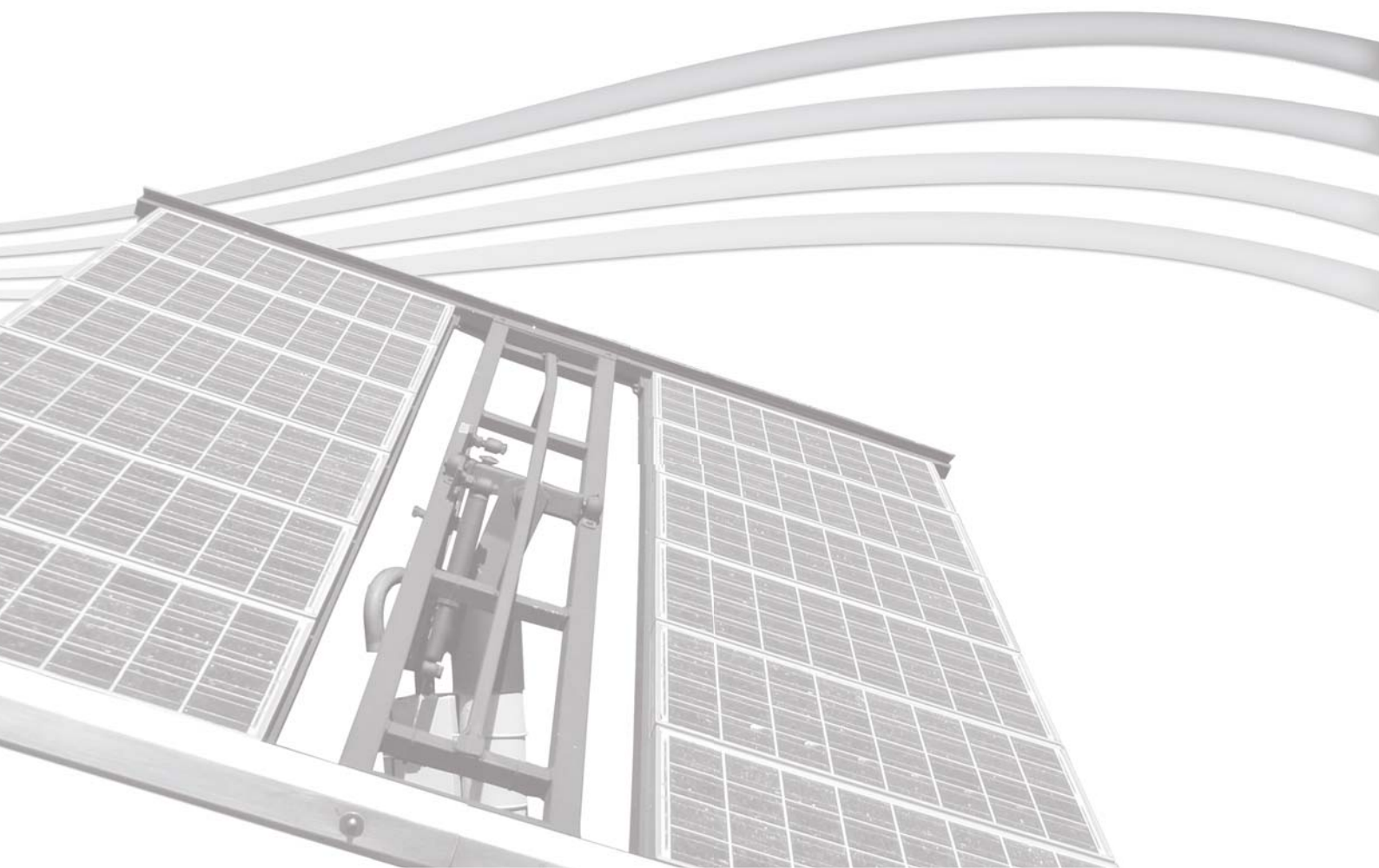
COGEN - Associação da Indústria de Cogeração de Energia. **Inserção da energia solar no Brasil**. GT COGEN SOLAR- Relatório Final. Versão: julho de 2012.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Nota Técnica: Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira**. Rio de Janeiro, Brasil: Maio de 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Relatório do Grupo de Trabalho em Sistemas Fotovoltaicos**. Brasília, Brasil: GT-GDSF, 2009. 222 p.

[2] Até a data de publicação desta edição do Manual, os requisitos estabelecidos na RAC fotovoltaica para os equipamentos de condicionamento de potência são para sistemas isolados. Os requisitos para sistemas conectados a rede ainda se encontram em elaboração.

APÊNDICE 2

ASPECTOS ECONÔMICOS

APÊNDICE 2 – ASPECTOS ECONÔMICOS

Introdução

Uma das principais barreiras para a popularização da energia solar fotovoltaica no Brasil tem sido os custos de investimento associados a essa tecnologia, quando comparada com outras tecnologias de geração de eletricidade convencionais ou mesmo mais recentes, como o caso da geração eólica. Entretanto, esses custos têm apresentado reduções significativas, fazendo com que a geração fotovoltaica já comece a se tornar competitiva com relação a algumas fontes de geração de eletricidade.

Este Apêndice apresenta um breve panorama dos aspectos econômicos envolvidos. Ressalta-se, que apesar das fontes brasileiras utilizadas serem as mais recentes no setor, houve mudanças significativas de câmbio até a data de publicação deste Manual.

Comportamento dos Preços de Sistemas Fotovoltaicos

O custo de investimento dos sistemas fotovoltaicos, que desde o ano 2000 vem apresentando uma trajetória de redução de preços, acentuou essa tendência, sobretudo a partir de 2006, em função das significativas reduções verificadas nos preços dos módulos. Na Figura A2.1 são apresentados os preços médios, entre 2006 e o segundo trimestre de 2012, sem taxas, para sistemas de 100 kWp instalados em telhados na Alemanha.

Trimestre	Preço do Sistema (€/kWp)
T2 2006	5,000
T4 2006	4,800
T1 2007	4,568
T2 2007	4,448
T3 2007	4,395
T4 2007	4,354
T1 2008	4,303
T2 2008	4,275
T3 2008	4,254
T4 2008	4,216
T1 2009	3,922
T2 2009	3,620
T3 2009	3,263
T4 2009	3,135
T1 2010	2,864
T2 2010	2,912
T3 2010	2,834
T4 2010	2,724
T1 2011	2,546
T2 2011	2,422
T3 2011	2,199
T4 2011	2,082
T1 2012	1,969
T2 2012	1,776

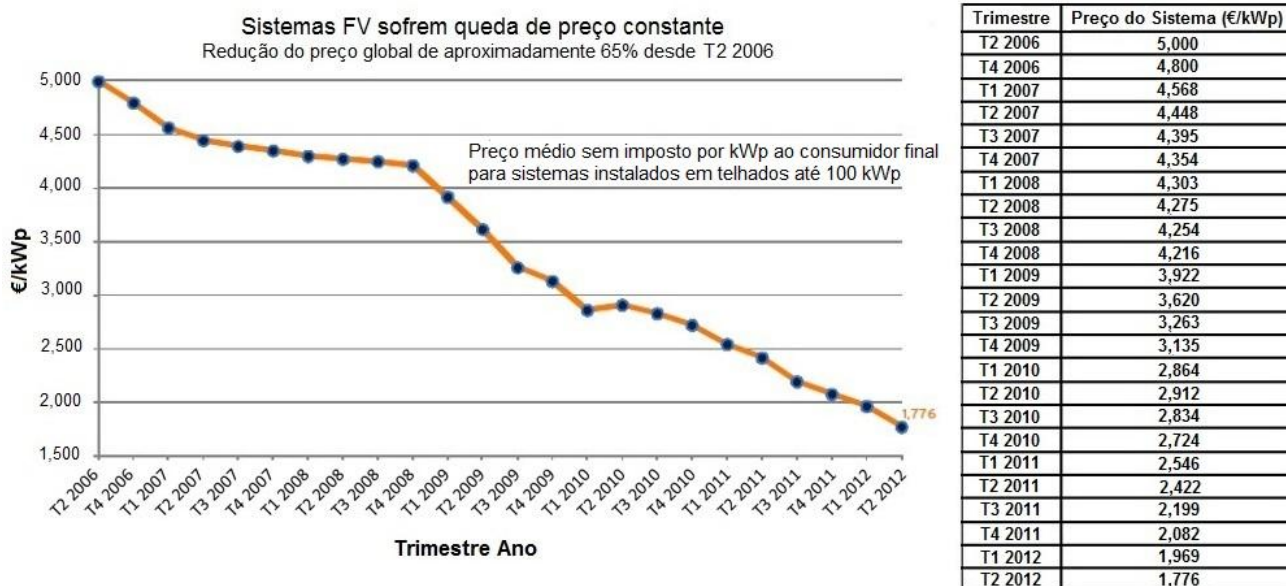



Figura A2.1 - Preço de sistemas fotovoltaicos de 100 kWp na Alemanha. Fonte: [BSW Solar, 2012].

Como o preço médio do sistema fotovoltaico é fortemente impactado pela escala/volume de capacidade já instalada, os países europeus tendem a praticar preços abaixo daqueles observados em outras partes do mundo. Neste sentido, destaca-se um estudo publicado pelo Lawrence Berkeley National Laboratory, referenciado na Nota Técnica da Empresa de Pesquisa Energética [EPE, 2012],

mostrando que os custos das instalações com potências entre 2 e 5 kWp são 64 % mais elevados nos Estados Unidos que na Alemanha, devido sobretudo à maior capacidade de geração já instalada nos países europeus, à regulação e à simplificação dos procedimentos para a instalação dos sistemas. Na Figura A2.2 é mostrada a evolução na capacidade fotovoltaica (FV) total instalada acumulada na Alemanha, onde um total acumulado de 24,8 GWp foi atingido no ano de 2011.

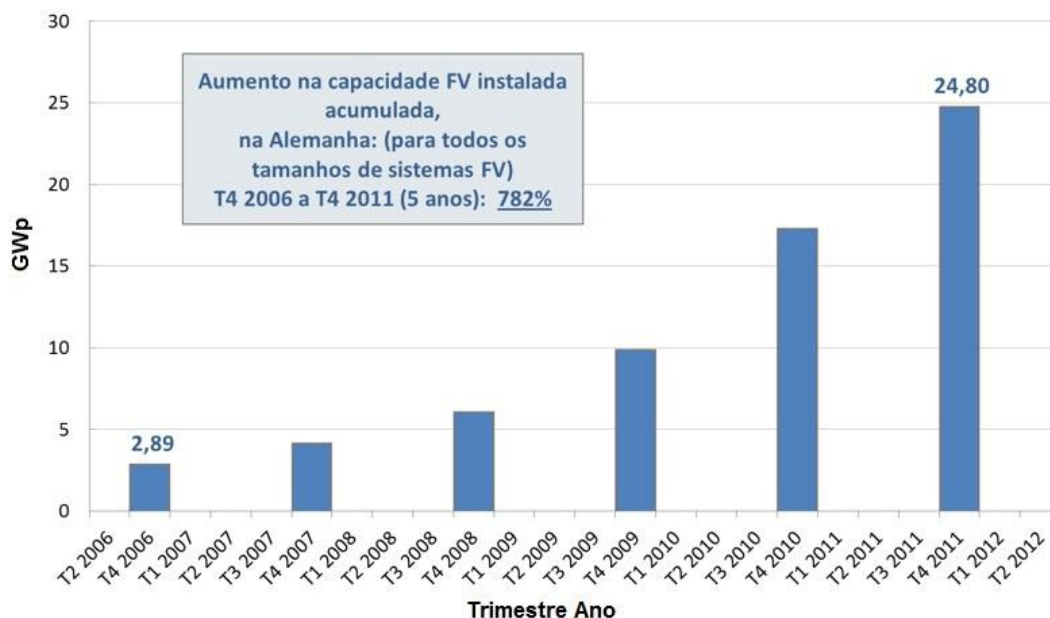



Figura A2.2 - Evolução na capacidade FV total instalada acumulada na Alemanha.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de [BSW Solar, 2012].

A Figura A2.3 explicita melhor essa relação através da linha de tendência, onde é apresentada claramente a relação entre o aumento de capacidade instalada e a redução no preço dos sistemas FV completos na Alemanha.

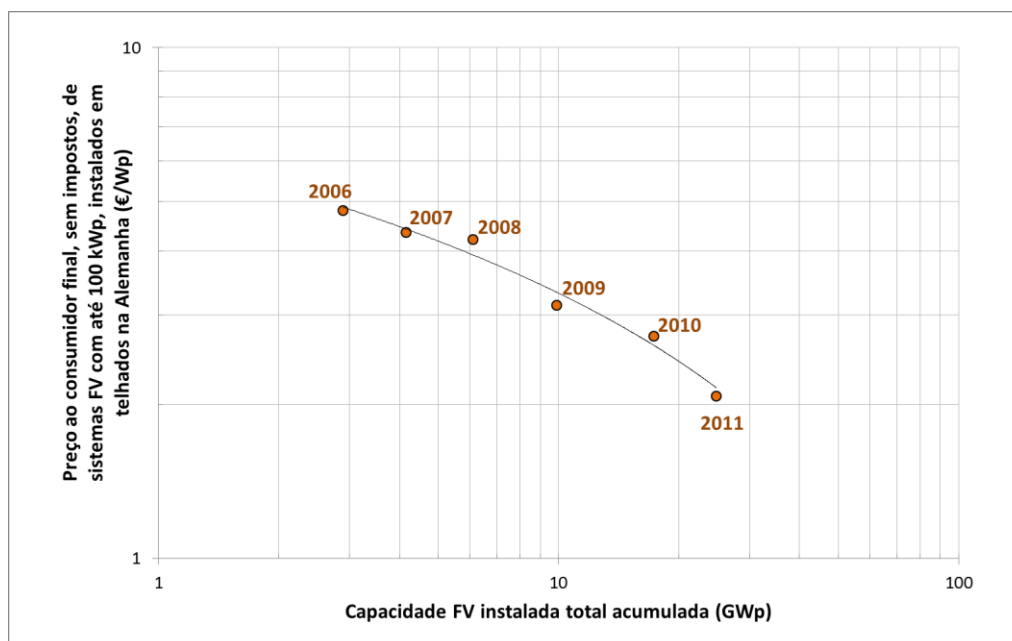



Figura A2.3 - Linha de tendência relacionando a evolução do preço final, sem impostos, com a evolução na capacidade FV total instalada acumulada, para sistemas fotovoltaicos de até 100 kWp instalados em telhados na Alemanha. Fonte: Elaboração própria a partir de dados de [BSW Solar, 2012].

Apesar disso, do mesmo modo que na Europa e na China, nos EUA os preços médios dos sistemas fotovoltaicos vêm registrando sucessivas quedas em todos os segmentos de mercado. Com base nas informações publicadas por [SEIA, 2012], o preço médio do sistema residencial foi de US$ 5,85/Wp no primeiro trimestre de 2012, ficando os sistemas de grande porte em uma faixa de US$ 3,20/Wp.

De acordo com [EPE, 2012], que levantou e compilou os preços de conjuntos completos (painel e inversor) no mercado de varejo, para instalações comerciais e industriais, entre 50 kWp e 1.000 kWp, podem ser encontrados conjuntos com preços unitários médios entre US$ 2,32/Wp, para sistemas de 50 kW, e de US$ 1,90/Wp, para sistemas com potência superior a 1.000 kW. Esses custos, embora incluam os impostos de comercialização dos bens e serviços, estimados entre 10 % e 12 %, não embutem os custos de operação e manutenção (O&M), estimados em 20 % do custo total do investimento. Incluindo essa parcela de O&M, os custos dos sistemas para diferentes potências são apresentados na Tabela A2.1.

Tabela A2.1 - Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – referência internacional (US$/Wp).

Potência	Gerador FV	Inversores	Instalação & Montagem	Total
Residencial (4-6 kWp)	2,23	0,57	0,70	3,50
Residencial (8-10 kWp)	2,02	0,50	0,63	3,15
Comercial (100 kWp)	1,74	0,42	0,54	2,70
Industrial (≥ 1.000 kWp)	1,60	0,30	0,48	2,38

Nota: Preços com impostos nos seus mercados de origem
Fonte: [EPE, 2012].

Custo dos Módulos

O preço dos módulos, que atualmente representa 50 %[1] do custo de instalação de um sistema fotovoltaico de 1 kW conectado à rede no Brasil, é o principal responsável por essa trajetória de queda dos preços, motivada pela significativa elevação da produção de módulos fotovoltaicos na Europa, nos EUA e, mais recentemente, na China. Na Figura A2.4 são apresentados os preços observados entre 2000 e julho/2011 para os países europeus. Na China, a queda dos preços do módulo no varejo foi de 83 % nos últimos seis anos, atingindo € 0,63/Wp no final de 2011.

[1] No que se refere aos sistemas isolados, onde o sistema de acumulação é responsável por mais de 40 % do investimento inicial, esse valor cai para algo entre 25 a 30 %.

Figura A2.4 - Preço médio anual do módulo fotovoltaico em diversos países europeus. Fonte: [EPIA, 2012].

Como se pode observar pela Figura A2.5, os preços médios dos módulos FV, na porta da fábrica, no mercado mundial atingiram, em março de 2012, o patamar de 1 US$/Wp, e os valores continuam sofrendo redução. Pouco menos de quatro meses após ser atingido o patamar de 1 US$/Wp, essa redução já foi de 15 % (16/03 a 6/7/2012).

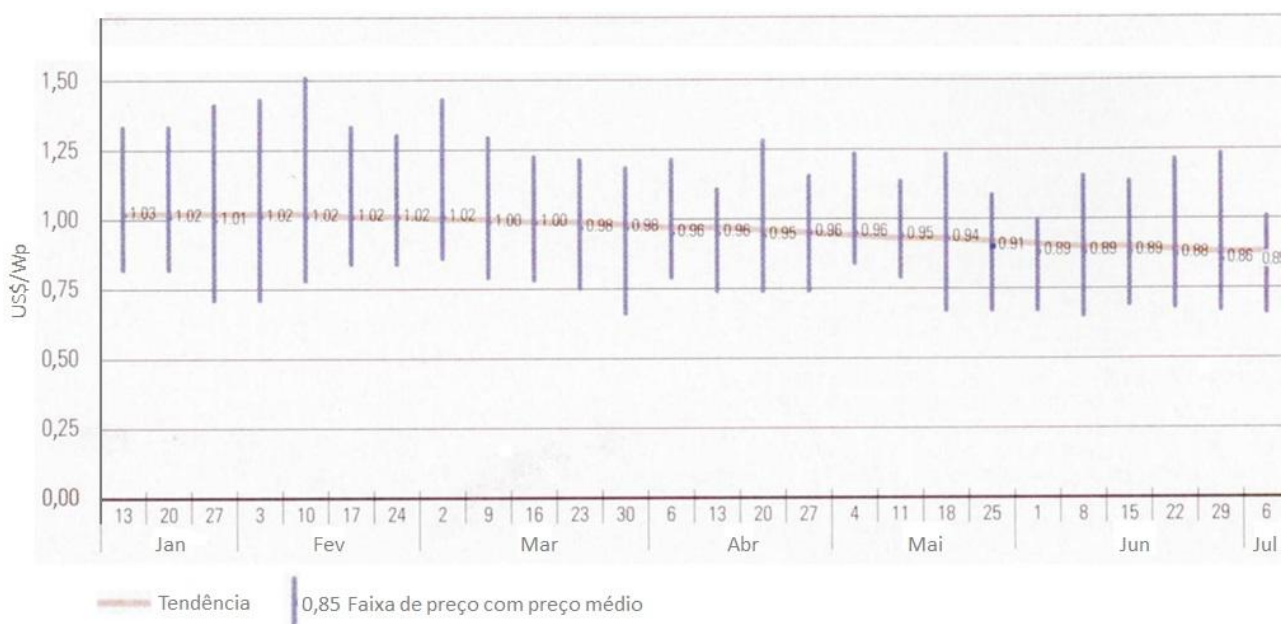



Figura A2.5 – Preços praticados no mercado mundial de módulos FV de silício cristalino na porta da fábrica de 13/01 a 6/7/2012. Fonte: [PHOTON, 2012].

Na Figura A2.6 são apresentados os preços praticados no mercado alemão, de 13/01 a 06/07/2012, para módulos FV de silício monocristalino (m-Si), policristalino (p-Si) e amorfo (a-Si), tendo sido praticados preços médios de 0,71 €/Wp (~0,87 US$/Wp), 0,65 €/Wp (~0,80 US$/Wp) e 0,58 €/Wp (~0,71 US$/Wp), respectivamente, na semana de 06/07/2012. Valores semelhantes, mas um pouco superiores, são encontrados em [SolarServer, 2012].

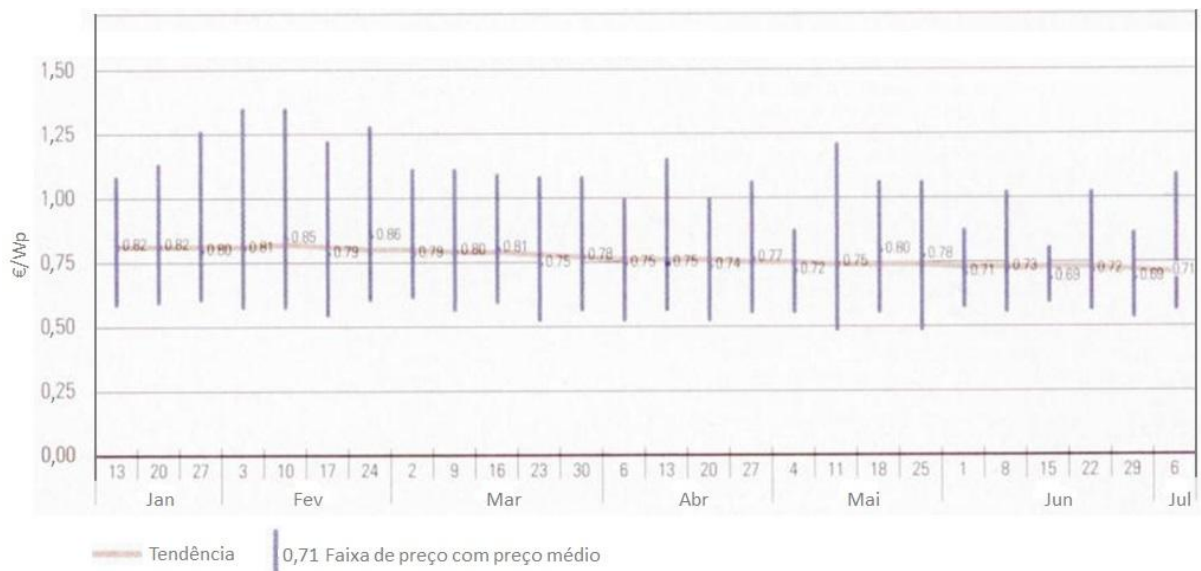
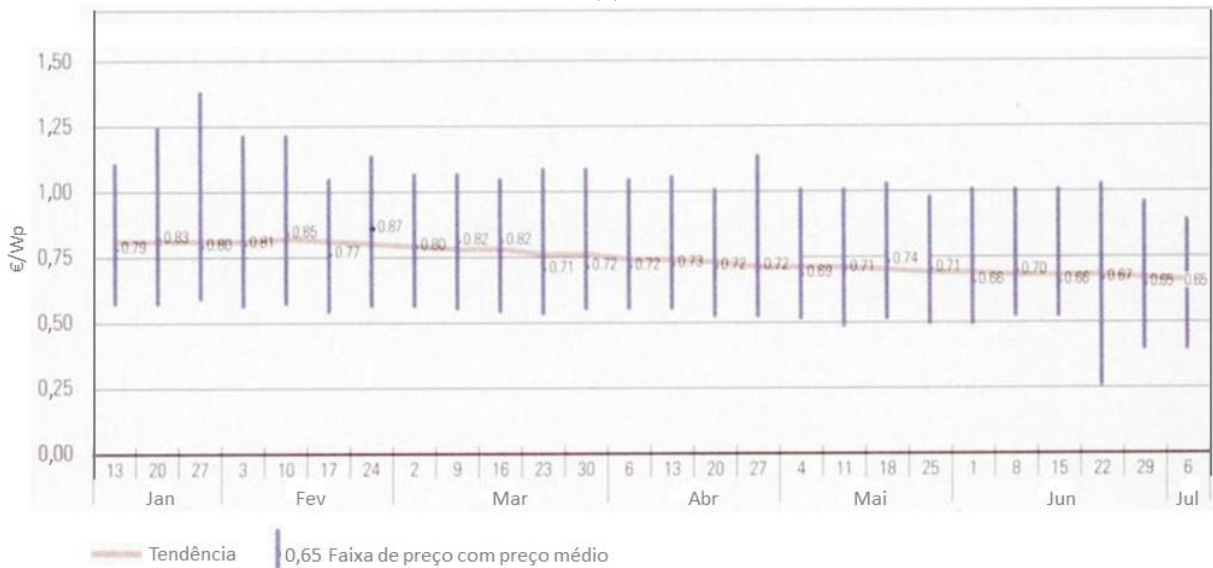
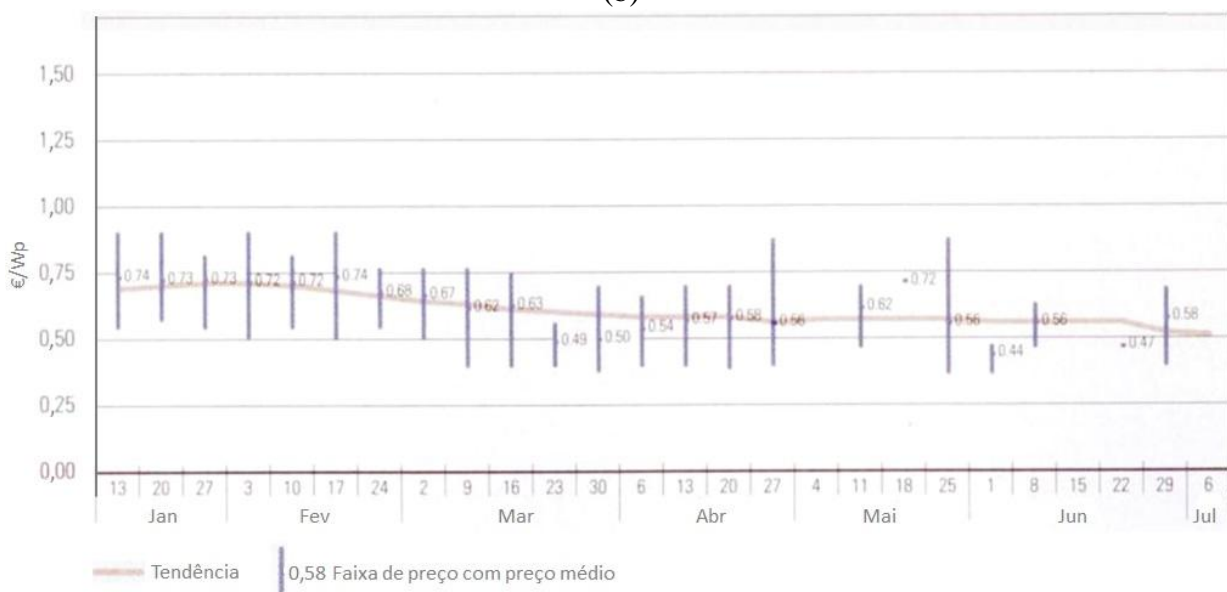



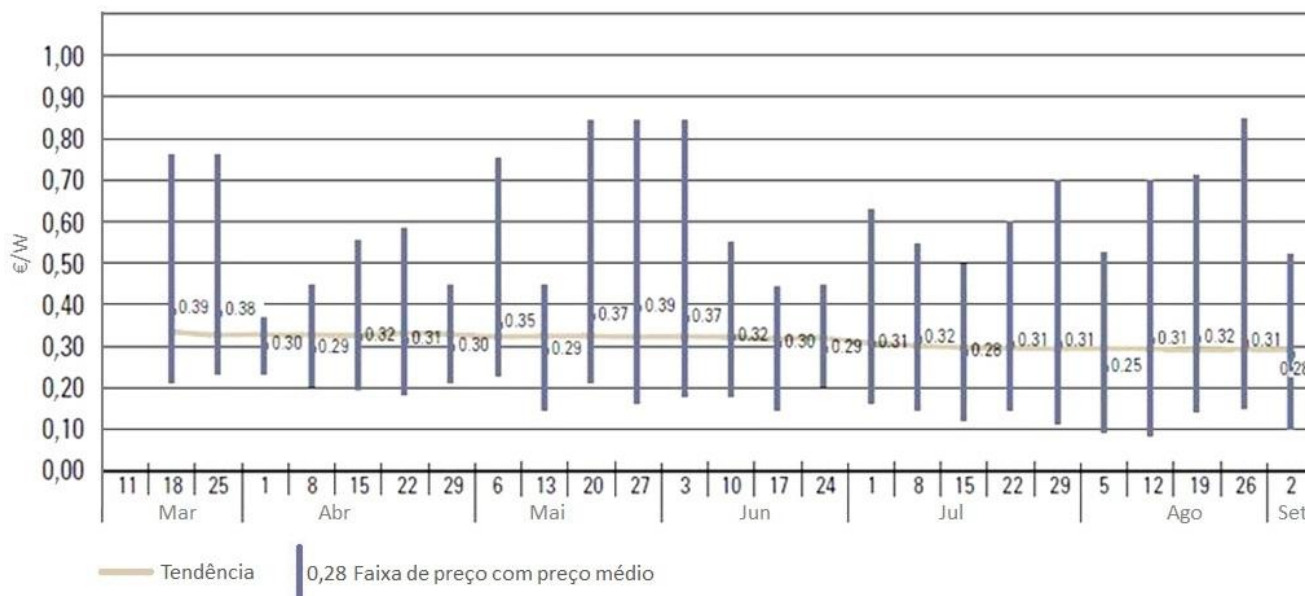
Figura A2.6 - Preços praticados no mercado alemão, de 13/01 a 06/07/2012, para módulos FV de silício, (a) monocristalino (m-Si), (b) policristalino (p-Si) e (c) amorfo (a-Si). Fonte: [PHOTON 2012].

Custo dos Inversores

Os inversores correspondem atualmente a 30 %[2] do custo do sistema. Em função da expectativa de continuidade de redução do preço dos módulos, prevê-se que na próxima década inversores e demais componentes passem a representar metade do custo total de investimento, com o custo dos módulos representando entre 30 e 50 % do sistema.

As informações sobre os preços dos inversores publicadas em [ABINEE, 2012] e em [EPE, 2012] demonstram significativas diferenças entre os dois trabalhos. Em [EPE, 2012] informa-se que, para potências entre 7 e 100 kW, o preço unitário do inversor se estabiliza em cerca de 0,50 US$/W, reduzindo-se a 0,40 US$/W para potências acima de 300 kW e para 0,30 US$/W para potências acima de 500 kW. Já para potências na faixa de 1 kWp, alcança cerca de 1,55 US$/W. Na hipótese de uso dos microinversores diretamente acoplados aos módulos solares, em substituição do inversor de linha, os preços se situariam entre 0,85 a 0,98 US$/W.

Em [ABINEE, 2012], que apresenta os resultados de uma pesquisa realizada pela PHOTON International (com campo amostral: preços praticados para 1.301 inversores/revendas, no mercado alemão), o preço médio do inversor de 10 a 100 kW, na semana de 02/09/2011, era de 0,19 €/W, com variação entre 0,11 e 0,24 €/W. Para as demais faixas de potência, os preços não são apresentados.

Na Figura A2.7, divulgada em [PHOTON 2011], observa-se que, na mesma semana, os preços médios para inversores de até 5 kW e para inversores de 5 a 10 kW eram de, respectivamente, 0,28 e 0,17 €/W.

(a)

---

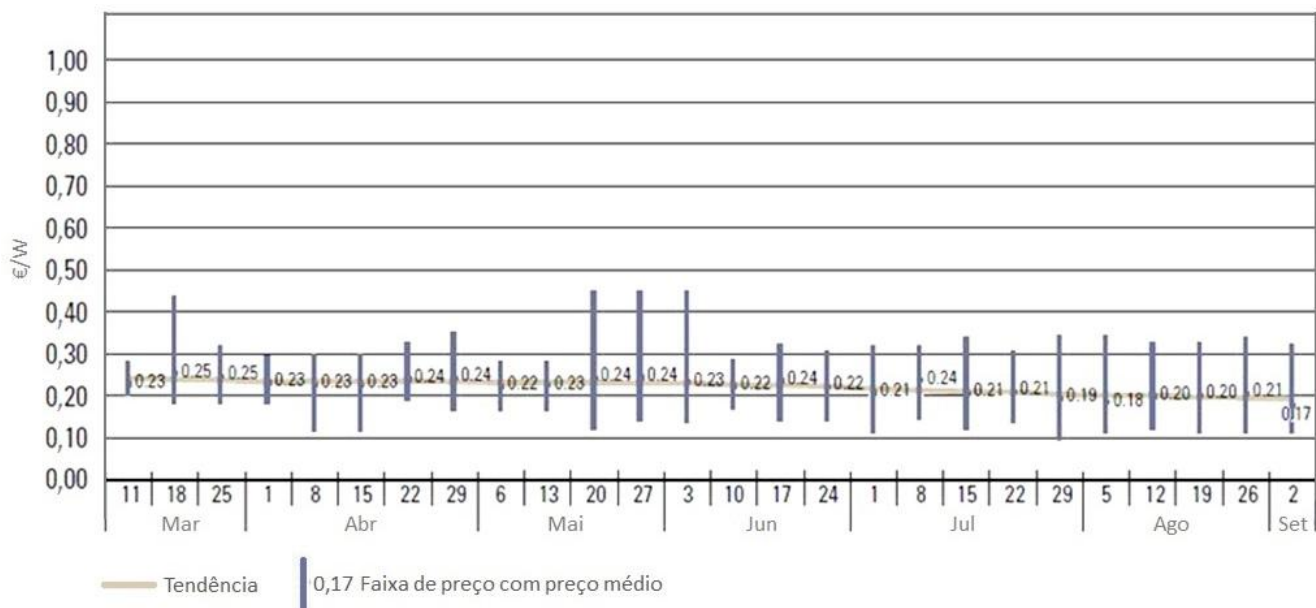
[2] Esse valor refere-se aos sistemas de 1 kW conectados à rede instalados no Brasil. No que se refere aos sistemas isolados, esse valor cai para algo entre 15 a 20 % do investimento inicial.

(b)

Figura A2.7 - Preços praticados no mercado alemão, de 11/03 a 02/09/2011, para inversores, conforme a capacidade. (a) até 5 kW e (b) de 5 a 10 kW. Fonte: [PHOTON 2011].

Conforme mostrado na Figura A2.7, dados publicados pela PHOTON International em agosto/2012 mostram que os preços médios praticados no mercado alemão para inversores, na semana de 06/07/2012, eram os seguintes:

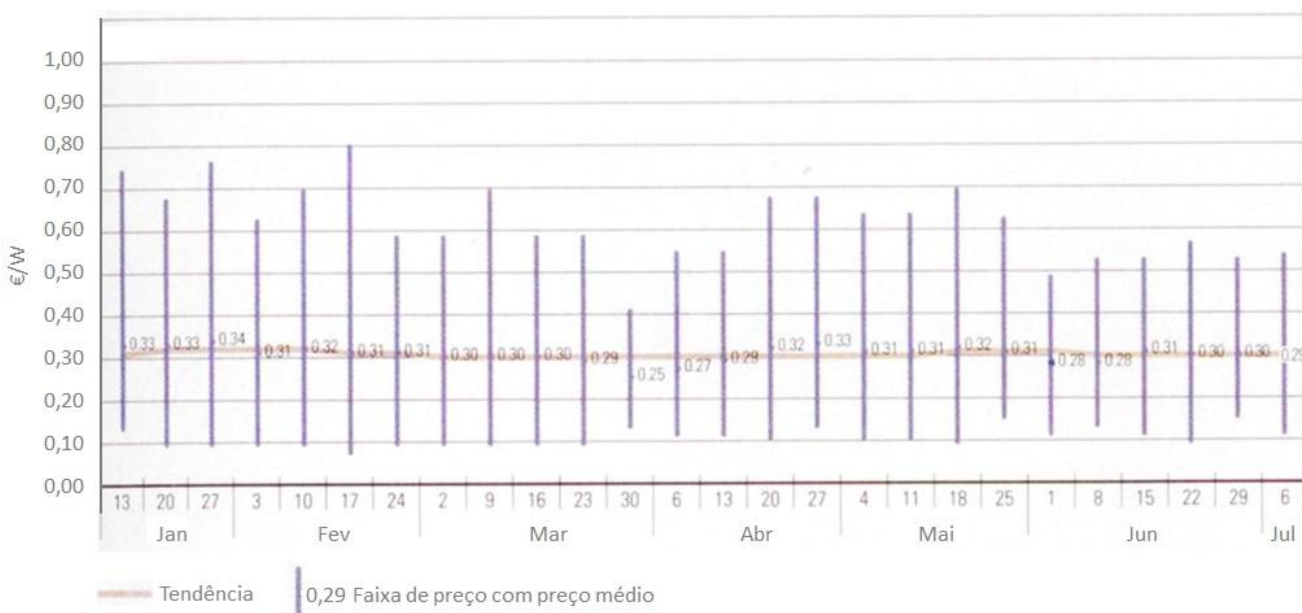
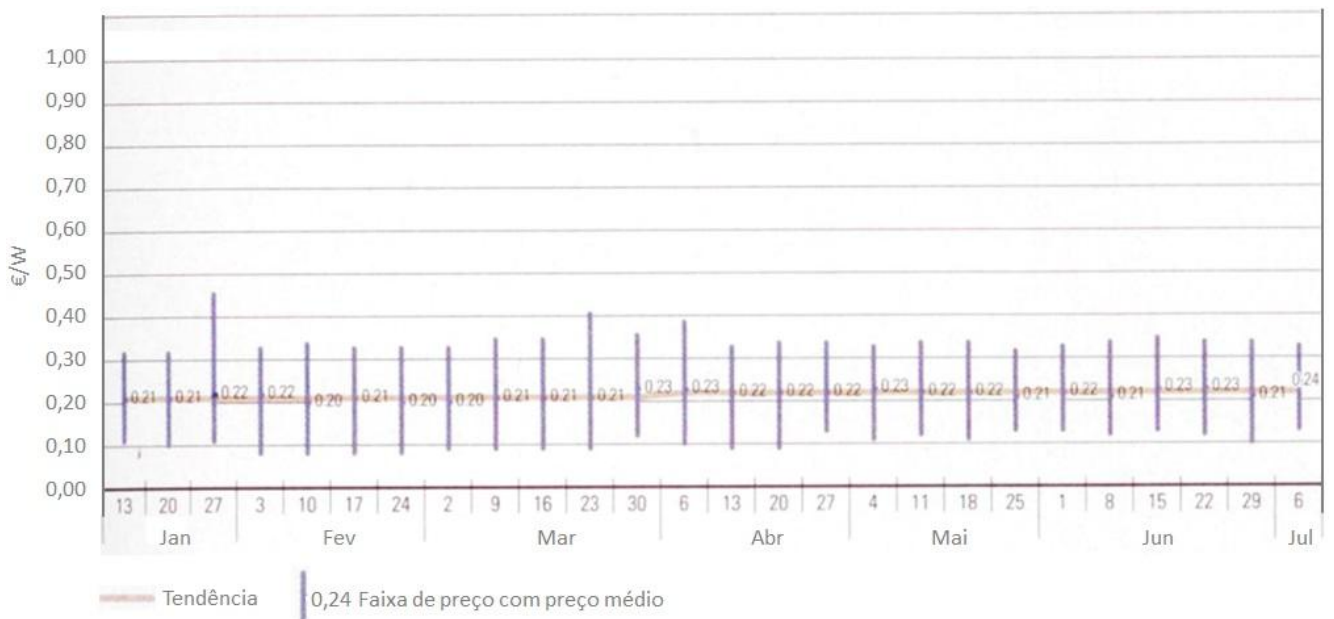
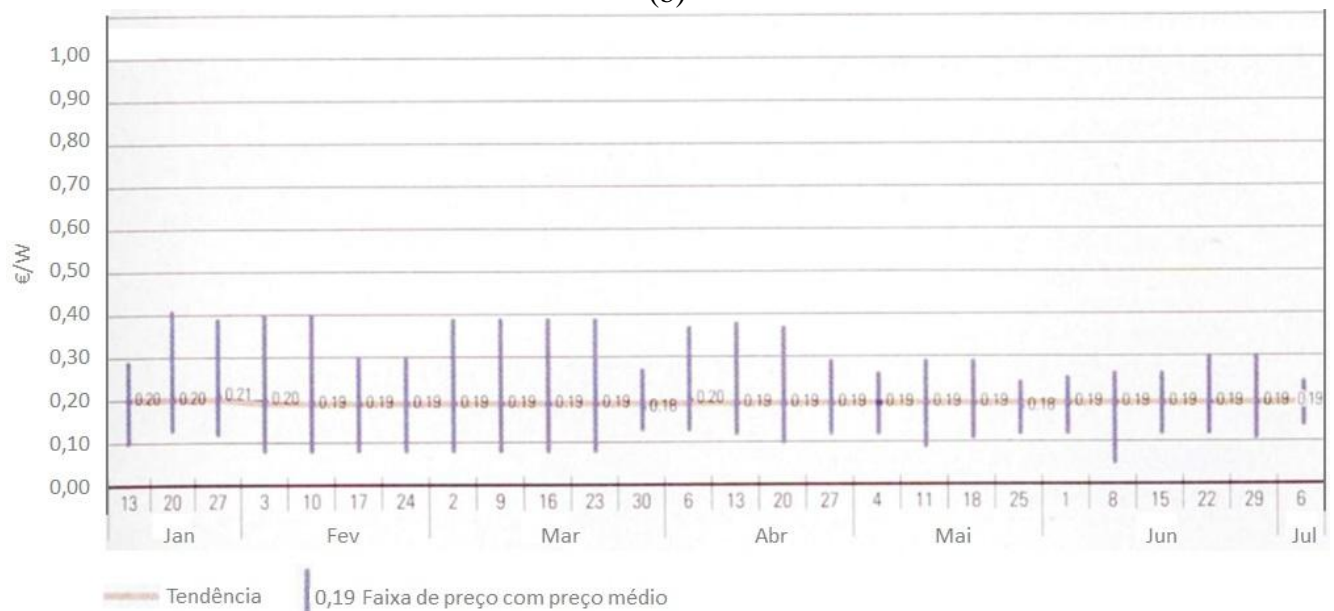
- Para inversores com capacidade de até 5 kW (campo amostral: 7.187 inversores/revendas): 0,29 €/W;
- Para inversores com capacidade de 5 a 10 kW (campo amostral: 4.206 inversores): 0,24 €/W, e
- Para inversores com capacidade de 10 a 100 kW (campo amostral: 4.620 inversores): 0,19 €/W.

(a)

(b)

(c)

Figura A2.8 - Preços praticados no mercado alemão, de 13/01 a 06/07/2012, para inversores, conforme a capacidade. (a) Até 5 kW; (b) Entre 5 e 10 kW; (c) Entre 10 e 100 kW. Fonte: [PHOTON 2012].

Também se pode verificar pela Figura A2.8 que a variação de preços de cada classe de inversores foi mínima de janeiro a julho de 2012. Comparando os preços médios de inversores praticados na Alemanha na semana de 06/07/2012 com os da semana de 02/09/2012, tem-se a seguinte variação de preços:

- Para inversores com capacidade de até 5 kW: passou de 0,28 para 0,29 €/W (aumento de 3,6 %);
- Para inversores com capacidade de 5 a 10 kW: passou de 0,17 para 0,24 €/W (aumento de 41,2 %), e
- Para inversores com capacidade de 10 a 100 kW: mesmo valor de 0,19 €/W.

Percebe-se então que, enquanto os módulos estão apresentando uma constante queda de preços, os preços dos inversores têm flutuado significativamente e, na média, aumentado. Isso ocorre principalmente porque a eletrônica dos inversores tem se desenvolvido bastante nos últimos anos, aumentando bastante sua eficiência.

No caso dos módulos FV, o aumento da eficiência (da conversão de energia solar em energia elétrica c.c.) implica menor área ocupada por cada Wp instalado, e em menor custo do Wp instalado.

Já para os inversores, a maior eficiência implica menos perdas na conversão c.c.-c.a. Com isso, um inversor com capacidade de 10 kW produzido com a tecnologia atual permite uma maior geração de energia elétrica c.a. do que um inversor com a mesma capacidade, mas com tecnologia mais antiga (e mais perdas de conversão) nas mesmas condições de operação. Ou seja, apesar do preço dos inversores ter aumentado, esse aumento pode ser compensado pela maior geração final de energia elétrica.

Custo dos Demais Componentes

O estudo em [ABINEE, 2012]) estimou que os custos dos demais componentes, que englobam os custos associados aos equipamentos elétricos auxiliares, estruturas de sustentação, cabos, conexões, disjuntores, projeto básico e projeto executivo, despesas com licenciamento, aquisição de terrenos e O&M, representem valor igual à soma do custo dos módulos e inversores. Assim, com base nos preços médios de módulos e inversores adotados no referido estudo, de € 0,98/W para os módulos e € 0,19/W para os inversores, o preço dos demais componentes seria da ordem de € 1,17/W, resultando no custo total do sistema solar fotovoltaico da ordem de € 2,34/W.

Curva de Aprendizado da Tecnologia Solar Fotovoltaica

O relatório final publicado em [EPIA, 2012] mostrou que nos últimos 30 anos o preço do módulo solar caiu significativamente, em torno de 20 %, cada vez que, cumulativamente, a capacidade instalada dobrou. Como se pode observar na Figura A2.9, ao se relacionar o preço unitário dos módulos com a quantidade acumulada produzida, verifica-se empiricamente a regra da curva de aprendizado tecnológico, segundo a qual a cada duplicação da capacidade acumulada global produzida, o preço dos módulos diminui em 20 %.

A diminuição dos custos de produção e, no varejo, dos preços dos módulos fotovoltaicos e sistemas (incluindo dispositivos eletrônicos e de segurança, cabeamento, montagem, estruturas de instalação etc.) ocorreram não apenas em consequência dos ganhos em escala e experiência, mas também pela inovação, pesquisa, desenvolvimento e apoio político para o desenvolvimento do mercado.

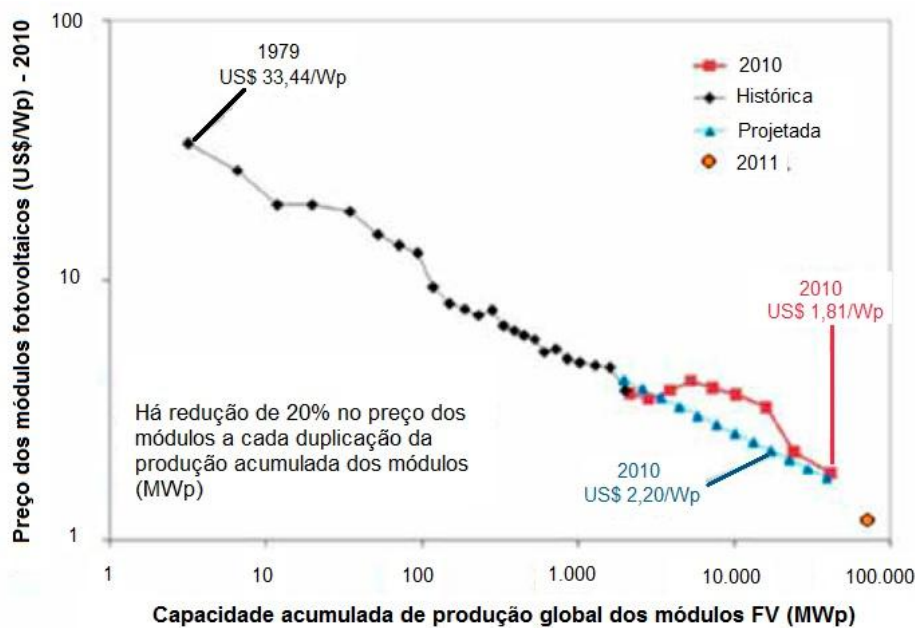



Figura A2.9 - Curva de aprendizado tecnológico para módulos fotovoltaicos. Fonte: [ABINEE, 2012].

Como se pode observar pela Figura A2.9, de 1979 até 2003 ocorreu uma redução constante no custo de produção dos módulos FV (pontos pretos no gráfico), demonstrando uma clara relação entre o aumento do mercado e a redução de custos de produção. Logo depois, no período de 2003 a 2006, houve então um aumento no custo de produção, relacionado com o aquecimento exagerado da demanda nesses anos, o que levou à escassez de matéria-prima.

Considerando, portanto, que o comportamento dessa relação entre quantidade produzida e preço continue a se reproduzir no futuro e projetando-se diferentes cenários de produção, é possível obter, ainda que com certo grau de incerteza, como os preços da tecnologia tenderão a se comportar no futuro. No estudo realizado em [ABINEE, 2012], três cenários da taxa de crescimento anual da produção foram considerados: 5 %, 10 % e 15 %. Os resultados indicam que a redução dos preços variará entre 40 % e 50 % (maior e menor cenário, respectivamente). Se tal ocorrer, e considerando que os preços dos demais componentes manterão a tendência atual de queda, em 2020 o preço dos módulos deverá atingir US$ 0,50/Wp e o preço dos sistemas fotovoltaicos instalados, ficará em torno de US$ 1/Wp. Em termos absolutos, a produção anual atingirá, em 2020, 39 GW/ano para o cenário de menor crescimento (5 %) e 97 GW/ano para o cenário de maior crescimento (15 %), acumulando uma capacidade instalada de 369 GWp e 612 GWp, para os cenários de 5 % e 15 %, respectivamente.

Com a expressiva entrada da China no mercado, nos últimos anos tem havido dificuldade em se obter informações confiáveis a respeito do custo médio de produção mundial. Optou-se então por representar, no mesmo gráfico da curva de aprendizado (que trata de valores de custo), os valores de preço de venda (pontos em vermelho).

No entanto, vale ressaltar que a “curva de aprendizado” mais adequada é a que analisa a evolução do custo de produção, já que o preço de venda ao consumidor final é fortemente influenciado

pelas relações entre oferta e demanda. Se o mercado é “comprador” (demanda maior que oferta), os preços tendem a aumentar, pois são os “vendedores” que ditam as regras, enquanto que se o mercado é “vendedor” (oferta maior que demanda), são os “compradores” que ditam as regras, e os preços tendem a cair.

Apesar disso, mesmo considerando o preço de custo de produção, em situações de aquecimento exagerado da demanda, como o verificado no período compreendido entre 2003 e 2006, a escassez e, consequentemente, o aumento no preço de venda da matéria-prima passa a influenciar bastante o custo final de produção. Por isso, nesse período, os custos de produção se afastaram bastante da linha de tendência (curva de aprendizado).

Considerando que os levantamentos apresentados na Figura A2.9 refletem de forma razoável as efetivas médias mundiais para os custos de produção e preços de venda, pode-se concluir que a partir de 2000 (ou até antes), já havia grandes empresas praticando preços abaixo do custo, para ganhar mercado. A China, que em 2011 produziu 57,3 % das células FV comercializadas no mundo, registrando um aumento de 62,7 % em sua produção em relação ao ano anterior [PHOTON, 2012], tem sido investigada tanto pelo governo dos EUA quanto pela Comissão Europeia sobre uma possível ação de *dumping*, pois seus preços bem abaixo do mercado já fizeram com que mais de 20 grandes fabricantes europeus encerrassem suas atividades somente nos primeiros oito meses de 2012, tendo outros encerrado suas atividades ainda em 2011.

Custo do Investimento de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil

Os estudos de [ABINEE, 2012] e de [EPE. 2012] são as mais recentes publicações que estimam e analisam os preços nacionalizados dos sistemas fotovoltaicos para o Brasil. Basicamente, trata-se da nacionalização dos custos internacionais, por meio da agregação a estes da carga tributária brasileira incidente sobre os equipamentos/materiais e serviços necessários à implantação dos sistemas fotovoltaicos no país. Mais especificamente, o Imposto de Importação (II), ICMS, PIS, Cofins, ISS etc., mais outras taxas aplicáveis.

A incidência desses impostos varia em função do equipamento/material ou serviço considerado e também, no caso do ICMS, da alíquota de cada estado da federação e/ou das políticas por eles implementadas.

Segundo [EPE, 2012], que fez uma avaliação de custos para uma instalação de 100 kWp, como geralmente os módulos e os inversores são importados, a carga tributária incidente é da ordem de 25 % dos valores de referência internacionais, já descontados os impostos dos locais de origem. Então, a partir dos preços internacionais adotados referentes aos módulos, inversores e aos preços de instalação/montagem, já apresentados na Tabela A2.1, na avaliação de custos desenvolvida em [EPE,

2012], os preços nacionalizados para os mesmos equipamentos e custos de instalação/montagem para quatro tipos de instalação foram analisados, adotando uma taxa de câmbio de US$ 1 = R$ 1,75 e impostos nacionais de 25 %. Na Tabela A2.2 são apresentados os preços internalizados encontrados.

Tabela A2.2 - Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – referência no Brasil (R$/Wp).

Potência	Gerador FV	Inversores	Instalação & Montagem	Total
Residencial (4-6 kWp)	4,88	1,25	1,53	7,66
Residencial (8-10 kWp)	4,42	1,09	1,38	6,89
Comercial (100 kWp)	3,81	0,92	1,18	5,91
Industrial (≥ 1.000 kWp)	3,50	0,66	1,04	5,20

Fonte: [EPE, 2012].

No estudo em [ABINEE, 2012], a nacionalização dos custos internacionais dos sistemas fotovoltaicos obedeceu a uma metodologia ligeiramente diferente. Nesse trabalho, considerou-se que, exceto módulos e inversores, todos os demais componentes, bem como os custos de instalação e montagem, são de origem nacional. Estabelecida essa premissa, após calcular os custos dos módulos e inversores nacionalizados, da ordem de 3,87 R$/Wp, os custos dos demais componentes foram somados para três distintas configurações de sistemas, a saber: instalação de 3 kWp residencial, instalação de 30 kWp comercial e instalação de usina de 30 MWp. Os resultados encontram-se reproduzidos na Tabela A2.3.

Tabela A2.3 - Custo nacionalizado dos sistemas fotovoltaicos – R$/Wp.

Aplicação	Residencial	Comercial	Usina
Capacidade (kWp)	3	30	30.000
Custo dos módulos e inversores (R$)	11.605	116.047	116.047.414
Custo de cabos e proteções (R$)	2.250	18.000	13.100.000
Custo do sistema de fixação (R$)	3.750	24.000	14.000.000
Demais custos (conexões, projeto, etc.) (R$)	3.750	30.000	18.000.000
Total (R$)	21.359	188.047	161.147.414
Total (R$/Wp)	7,12	6,27	5,37

Nota: Taxa de câmbio € 1 = R$ 2,3
Fonte: [ABINEE, 2012].

Em função das diferentes taxas de câmbio adotadas nos dois trabalhos, para estabelecer uma comparação entre os resultados aplicou-se ao custo de investimento em sistemas fotovoltaicos apresentados na Tabela A2.1 a mesma taxa de câmbio usada no estudo de [ABINEE, 2012], obtendo-se os resultados apresentados na Tabela A2.4, para o custo do investimento nacionalizado, a partir de [EPE, 2012].

Tabela A2.4 - Custo nacionalizado dos sistemas fotovoltaicos – referência no Brasil (R$/Wp)

Potência	Gerador FV	Inversores	Instalação & Montagem	Total
Residencial (4-6 kWp)	6,41	1,64	2,01	10,06
Residencial (8-10 kWp)	5,81	1,44	1,81	9,06
Comercial (100 kWp)	5,00	1,21	1,55	7,76
Industrial (≥ 1.000 kWp)	4,60	0,86	1,38	6,84

Nota: Taxa de câmbio € 1 = R$ 2,3
Fonte: Elaboração própria a partir de [EPE, 2012].

Observa-se que para o sistema residencial com potência entre 4-6 kWp, similarmente ao sistema residencial da ABINEE (2012), o custo do investimento no sistema, de R$ 10,06/Wp é 41 % superior ao valor encontrado pela ABINEE, de R$7,12/Wp.

De qualquer modo, visto que a carga tributária para internalização dos equipamentos é mais ou menos a mesma, qualquer que seja a potência do sistema fotovoltaico, as discrepâncias de custos aparentemente relacionam-se aos valores mais baixos calculados pela ABINEE para os equipamentos fabricados e/ou, no caso dos serviços, àqueles prestados internamente.

Custo da Energia Gerada com Sistemas Fotovoltaicos

Conforme metodologia sugerida pela EPIA (2011), para estimar o custo da energia (R$/kWh) são calculados os fluxos de caixa associados às receitas e despesas de investimento e operacionais realizadas durante a vida útil da instalação. O custo da energia pode ser calculado usando a seguinte fórmula:

CE = [CAPEX + VP (OPEX)] / VP (EP)

onde:

CE: Custo de geração (R$/kWh);

CAPEX: Custos de investimento do sistema fotovoltaico (R$);

VP (OPEX): Valor presente de custos de operação e manutenção ao longo da vida útil da instalação (R$);

VP (EP): Valor presente da energia produzida ao longo da vida útil da instalação (kWh).

Na Figura A2.10 são apresentados os resultados encontrados no estudo desenvolvido pela ABINEE, para os quais foram adotados os seguintes parâmetros típicos:

Vida útil da usina: 25 anos;

Custo de investimento (CAPEX): parametrizado, entre R$ 5/Wp e R$ 12/Wp;

Custo de O&M (OPEX): estimado em 1 % do CAPEX ao ano, e VP de 12 %;

Eficiência das células: redução de 0,75 %/ano sobre valor original (100 %);

Taxa de desconto (valor ponderado do custo de capital): 7,5 %;

Fator de capacidade da usina: parametrizado entre 12 % e 18 %.

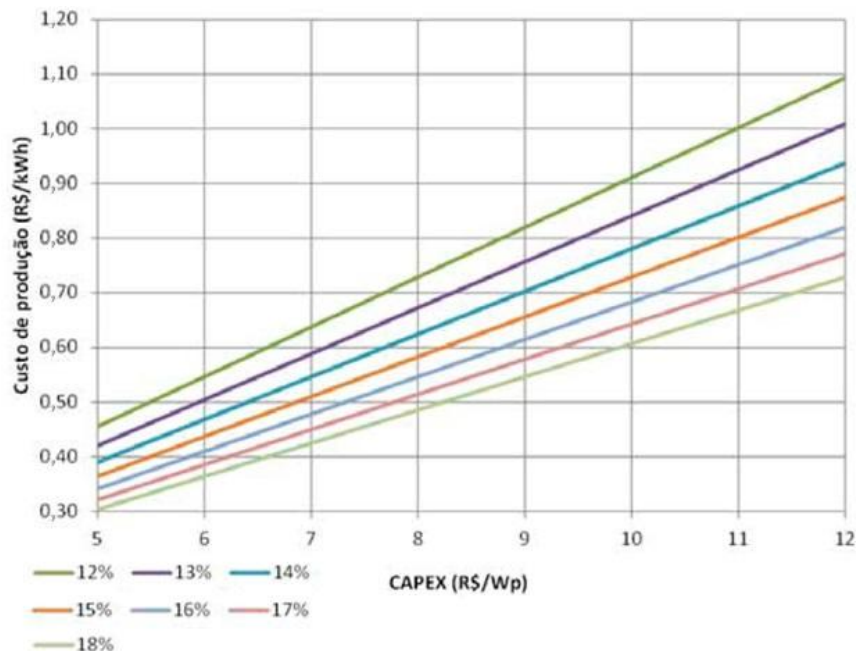



Figura A2.10 - Custo de produção de energia (R$/kWh) para faixas de custo de instalação (eixo X) e “famílias” de curvas com fatores de capacidade variando entre 12 % e 18 %. Fonte: [ABINEE, 2012].

Observe-se que numa instalação com 15 % de fator de capacidade[3] e custo de instalação de 7,12 R$/Wp (CAPEX para instalação residencial, no estudo da ABINEE (2012)) acrescido de 12 % (valor presente do OPEX), verifica-se que o custo de produção de energia é inferior a 0,60 R$/kWh. Este valor corresponde à tarifa de energia de clientes residenciais de diversas concessionárias no Brasil, incluídos os impostos e encargos.

Destaca-se, por fim, que essa análise não considera efeitos de impulsos resultantes de financiamentos ou de quaisquer outras medidas de incentivo, de natureza fiscal ou tributária, que eventualmente possam ser estabelecidas.

Custo de Produção Regionalizado

Como o fator de capacidade é elemento chave para definir o custo de produção (R$/kWh) da geração solar fotovoltaica, mantidos os demais parâmetros (técnicos e econômicos), o custo da geração é determinado pela irradiação verificada numa dada localização.

Nesse sentido, o estudo desenvolvido em [ABINEE, 2012] identificou os custos de produção da geração solar fotovoltaica para diferentes áreas do território nacional, a partir dos dados de irradiação

[3] Referência nacional para fator de capacidade segundo ABINEE (2012), e equivalente à produtividade (*yield*) de 1.314 kWh/kWp/ano.

no plano voltado para o equador com a inclinação igual à latitude de cada local e dos seguintes parâmetros adotados:

- Custo do sistema fotovoltaico residencial: R$ 7,12/Wp;
- Custo de O&M: 1 % do custo do investimento/ano;
- Vida útil: 25 anos;
- Taxa de desconto: 7,5 %;
- Eficiência global da conversão c.c.-c.a. 78 %;
- Perda de eficiência dos módulos: -0,75 %/ano.

O mapa apresentado na Figura A2.11 foi elaborado a partir dos dados disponibilizados em [OpenEI, 2012] e publicado em [ABINEE, 2012]. Nele são apresentadas as médias anuais do total de irradiação diário recebido pela referida superfície.

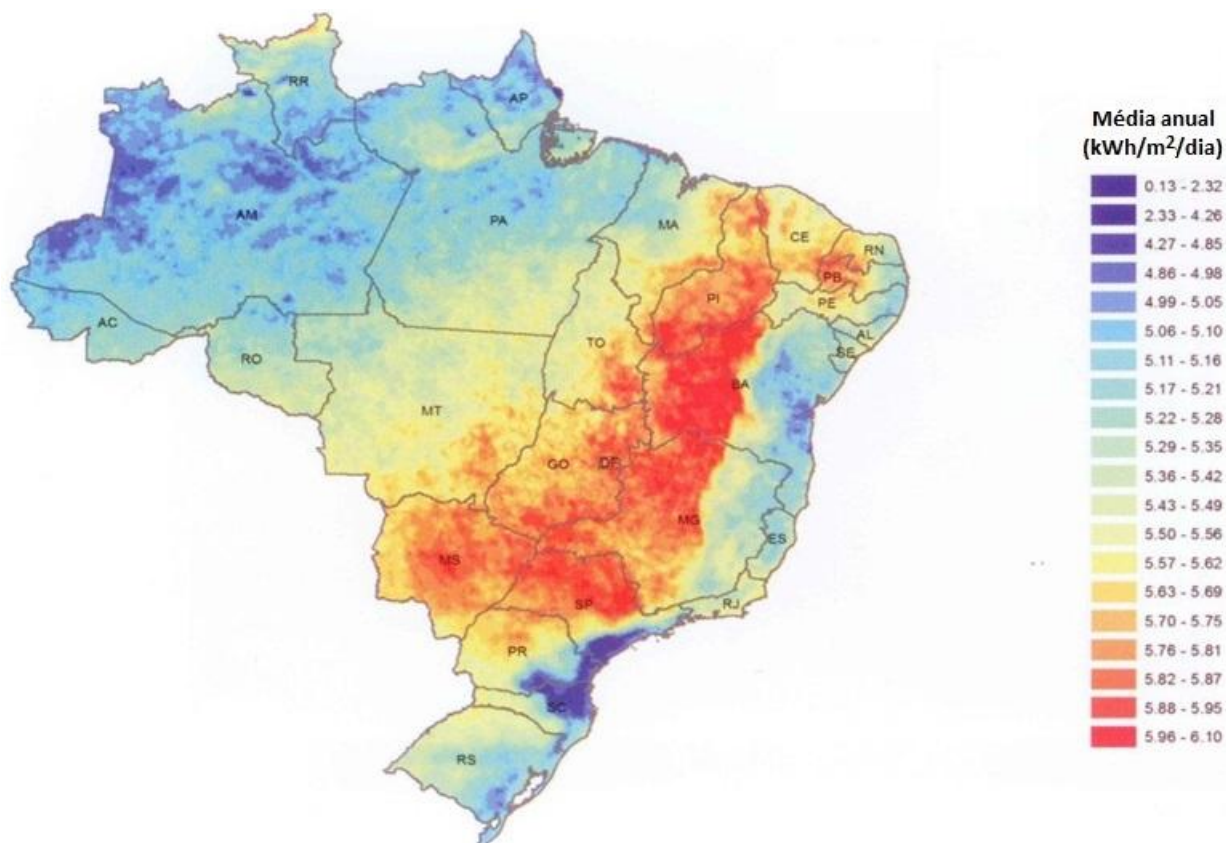



Figura A2.11 - Irradiação solar incidente sobre superfície com inclinação igual à latitude do local e voltada para o equador. Fonte: [ABINEE, 2012].

De acordo com a maior disponibilidade do recurso solar apresentado na Figura A2.11, pode-se considerar que os menores custos de produção apresentam-se na faixa mais central do país, que vai desde MS e o oeste do estado de SP, passando por GO, MG, BA e TO, todo o PI, e parte do MA, além da faixa no sertão do CE, PB, e RN [ABINEE, 2012]. É possível constatar que, para alguns estados da federação, o custo da geração solar fotovoltaica é inferior à tarifa para clientes de baixa tensão

praticada por diversas concessionárias, tal como indica o levantamento realizado pela Abinee junto à ANEEL, em agosto de 2011.

Estendendo as análises para a geração de usinas fotovoltaicas, a Figura A2.12 mostra o valor de venda da energia para contrato com duração de 25 anos com geração média igual a 18,5 % da capacidade instalada para uma faixa de investimentos variando entre 4.000 e 6.000 R$/kWp, considerando duas hipóteses de taxas de desconto (TIR) real: 7,5 % e 10 %, colunas azul e vermelha, respectivamente. No caso de se utilizar o sistema de amortização PRICE, ao invés do sistema SAC, o custo da produção reduz-se entre 4 a 11 R$/MWh, dependendo do caso.

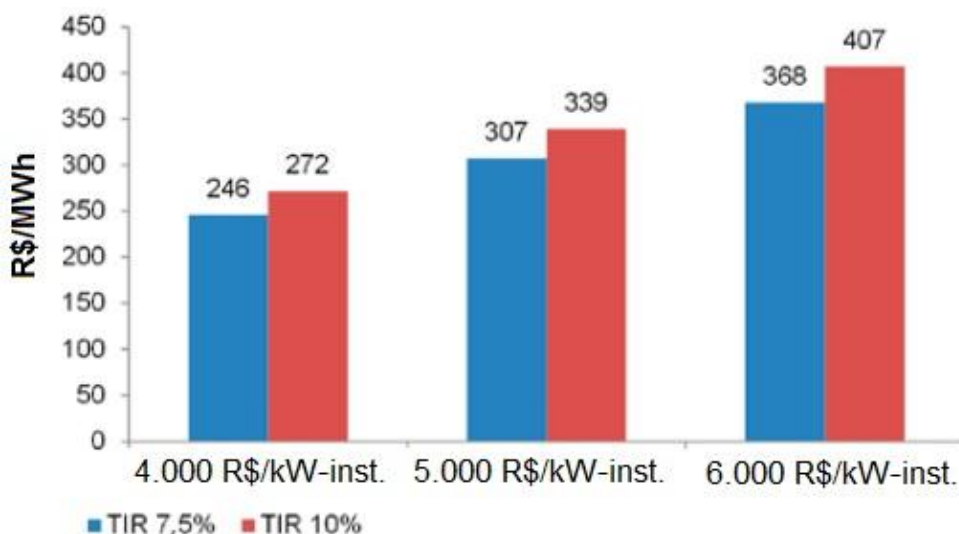



Figura A2.12 - Preço de venda de contratos de 25 anos (R$/MWh), com incentivos fiscais análogos aos oferecidos aos projetos de energia eólica e amortização pelo sistema SAC. Fonte: [ABINEE, 2012].

Referências

ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. **Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira**. 2012. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482/2012**.

BSW-Solar - German Solar Industry Association. **Statistic data on the German solar power (photovoltaic) industry**. Junho de 2012.

CAIXA - Caixa Econômica Federal. **Programa CAIXA melhor crédito, crédito Imobiliário**. Disponível em: <http://www1.caixa.gov.br/melhorcredito/produtos_pf_credito_imobiliario.html>. Acesso em: 13 set. 2012.

CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. Consulta do valor da tarifa cobrada ao consumidor final diretamente na fatura de energia elétrica de residência em Florianópolis, referente a Agosto de 2012.

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais S.A. Consulta do valor da tarifa cobrada ao consumidor final diretamente na fatura de energia elétrica de residência em Belo Horizonte, referente a Agosto de 2012.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Nota Técnica: Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira**. Rio de Janeiro, Brasil: Maio de 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>.

EPIA - European Photovoltaic Industry Association. **Global market outlook for photovoltaics until 2016**. 2012. 74 p. Disponível em: <http://www.epia.org/>.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; CANADA, B.; NARANG, D.; SHUGAR, D.; WENGER, H.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T. **Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems**. NREL, 2005.

NREL - National Renewable Energy Laboratory. **Cost of renewable energy spreadsheet tool: A model for developing cost-based incentives in the United States**. User Manual Version 1 August 2009 - March 2011.

OpenEI - Open Energy Info. **Brazil latitude tilted solar radiation model (10 km) from INPE and LABSOLAR**. Disponível em: <http://en.openei.org/datasets/node/513>. Acesso em: 10 ago. 2012.

PEREIRA, O. S. **Perspectivas e oportunidades da energia solar e eólica**. Apresentação no 13º Encontro Internacional de Energia, 2012.

PHOTON International - **Module price index & inverter price index**. Ed. 2011-10.

PHOTON International - **Module price index & inverter price index**. Ed. 2012-8.

REN21. **Renewables 2012 global status report**. Paris, França: 2012.

SEIA - Solar Energy Industries Association. **U.S. solar market insight report**. 2012. Disponível em: <http://www.seia.org/research-resources/us-solar-market-insight>.

SolarServer - Global Solar Industry Website. **PVX spot market price index solar PV modules**. Disponível em: http://www.solarserver.com/service/pvx-spot-market-price-index-solar-pv-modules.html>. Acesso em: 30 ago. 2012.

VIANA, T.; NASCIMENTO, L.; MONTENEGRO, A.; RÜTHER, R. **Sistema fotovoltaico de 2 kWp integrado a edificação: análise do desempenho de 14 anos de operação**. São Paulo, Brasil: Anais do IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES, 2012.

APÊNDICE 3

EXEMPLOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS NO BRASIL

APÊNDICE 3 – EXEMPLOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS NO BRASIL

A utilização da energia solar no Brasil remonta a algumas décadas, tendo feito parte de esforços de pesquisas de alternativas energéticas à crise do petróleo na década de 1970. O País intensificou a utilização de sistemas fotovoltaicos em projetos de eletrificação rural e bombeamento em áreas rurais, desenvolveu uma indústria nacional e teve uma grande expansão ainda no século passado, através de programas de cooperação internacional patrocinados pelos governos americano e alemão. Essas atividades foram precedidas por iniciativas no campo político, como por exemplo, a elaboração de um programa Nacional de Energia Solar (Pro-Solar) em 1987, tutelada pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

O esforço supracitado contribuiu para a criação, em dezembro de 1994, do Programa de Desenvolvimento Energético para Estados e Municípios (Prodeem), um programa nacional que, a despeito de percalços na sua implementação, representou um marco na difusão da energia solar fotovoltaica no Brasil, alavancando outras instalações de sistemas isolados, cuja potência total atualmente instalada é estimada em cerca de 40 MWp. Outro resultado muito importante foi a geração de um conhecimento nacional, sobretudo no âmbito das concessionárias de energia elétrica, que, respaldadas pelos Programas Luz no Campo e Luz para Todos e a posterior regulamentação, pela ANEEL, dos chamados Sistemas Individuais de Geração por Fonte Intermitente (SIGFI), em 2004, implantaram quase trinta mil sistemas residenciais e comunitários, sobretudo na Bahia e em Minas Gerais.

A partir de meados da década de 2000 começou o interesse no País pelas aplicações conectadas à rede, no âmbito de pesquisas desenvolvidas por universidades e centros de pesquisa, em geral fazendo uso dos fundos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) das concessionárias de energia elétrica, mas também das fundações de apoio à pesquisa e de fundos setoriais do Governo Federal. Dezenas de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de pequeno porte, a grande maioria menor que 10 kWp, foram instalados em várias regiões do país.

Os resultados promissores apresentados por esses experimentos, em conjunto com outras iniciativas de programas e projetos de legislação específica e as excelentes perspectivas apresentadas mundialmente, induziram e incentivaram novas realizações no Brasil.

Em 2011 foi inaugurada a primeira grande central de geração de energia solar fotovoltaica, com potência instalada de 1 MWp e, em 2012, o primeiro de uma série de estádios solares, o que fez, ao final de 2012, o Brasil ter uma potência instalada registrada na ANEEL de quase 2,6 MWp.

A Tabela A3.1 sumariza o volume de requerimentos de outorga, para futura implantação de centrais fotovoltaicas, na expectativa do lançamento de leilões específicos pelo governo e a Tabela A3.2 apresenta o total de projetos registrados na agência reguladora.

Tabela A3.1 - Registros de recebimento do requerimento de outorga de Usinas Solares Fotovoltaicas (UFVs)

Região/Estado	Quantidade	Potência (kWp)
Região Centro-Oeste	7	210.000 (9,40%)
Goiás	2	60.000
Mato Grosso	3	90.000
Tocantins	2	60.000
Região Nordeste	64	1.766.560 (79,07%)
Rio Grande do Norte	4	120.000
Ceará	6	180.000
Paraíba	14	420.000
Pernambuco	6	180.000
Bahia	34	866.560
Região Sudeste	9	257.476 (11,53%)
Minas Gerais	6	184.476
São Paulo	3	73.000
Total	80	2.234.036

Fonte: ANEEL (Despachos). Atualizada em 10 de setembro de 2013.

Eletrificação Rural

No Brasil, a tecnologia solar fotovoltaica vem sendo bastante utilizada na eletrificação de povoados isolados, no bombeamento de água, nos serviços públicos, como iluminação, e nas estações de telecomunicações. Esta última aplicação, apresenta-se como a mais antiga no país, datando da década de 1970. Porém, são os sistemas fotovoltaicos instalados em área rurais remotas para geração de energia e bombeamento de água os grandes responsáveis pela difusão, penetração da eletricidade solar e capacitação de recursos humanos no Brasil.

Tabela A3.2 - Plantas Solares Fotovoltaicas em operação.

Usina	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Proprietário	Município
Aeroporto Campo de Marte	2,12	2,12	Empresa Brasileira de Infraestrutura Aeroportuária	São Paulo - SP
Araras – RO	20,48	20,48	Fundação de Amparo à Pesquisa e Extensão Universitária	Nova Mamoré - RO
Embaixada Italiana Brasília	50,00	50,00	Embaixada Italiana em Brasília	Brasília - DF
Eros Roberto Grau	22,03	22,03	Eros Roberto Grau	Tiradentes - MG
Hiran Sebastião Meneguelli Filho	2,30	2,30	Hiran Sebastião Meneguelli Filho	Campo Grande - MS
IEE	12,26	12,26	Instituto de Eletrotécnica e Energia	São Paulo - SP
Ilha Grande	30,87	30,87	Companhia Energética do Maranhão	Humberto de Campos - MA
Ilto Antonio Martins	2,30	2,30	Ilto Antônio Martins	Campo Grande - MS
João Eudes Meireles da Silva	2,30	2,30	João Eudes Meireles da Silva	Campo Grande - MS
José Rizkallah Júnior	2,30	2,30	José Rizkallah Júnior	Campo Grande - MS
Lúcio Dodero Reis	11,04	11,04	Lúcio Dodero Reis	Campo Grande - MS
Pedro Bernardes Neto	29,60	29,60	Pedro Bernardes Neto	Uberlândia - MG
PGM	6,58	6,58	PGM Suporte em Tecnologia Ltda – EPP	Uberlândia - MG
Pituaçu Solar	404,80	404,80	Superintendência dos Desportos do Estado da Bahia	Salvador - BA
PV Beta Test Site	1,70	1,70	DuPont do Brasil S.A.	Barueri - SP
Ricardo Marcelino Santana	2,30	2,30	Ricardo Marcelino Santana	Campo Grande - MS
Silva Neto I	1,70	1,70	João Bento da Silva Neto	Florianópolis - SC
Solaris	1,04	1,04	Solaris Tecnologia Fotovoltaica Indústria Comercio e Serviço Ltda. – EPP	Leme - SP
Tanquinho	1.082,00	1.082,00	SPE CPFL Solar 1 Energia S.A.	Campinas - SP
Tauá	5.000,00	1.000,00	MPX Tauá Energia Solar Ltda	Tauá - CE
UFV IEE/Estacionamento	3,00	3,00	Instituto de Eletrotécnica e Energia	São Paulo - SP
Volpato	0,46	0,46	Guilherme Volpato Melo	Curitiba - PR
Total: 22 Usinas	6.691,18	2.691,18		

Fonte: ANEEL

A seguir são apresentados alguns exemplos de aplicações de sistemas fotovoltaicos no âmbito da eletrificação rural que são basicamente de quatro tipos: abastecimento comunitário de água, eletrificação de prédios comunitários, minirredes com geração fotovoltaica ou híbrida, e eletrificação individual.

Sistemas fotovoltaicos para abastecimento comunitário de água

Comunidade de Açude do Rio de Peixe, município de Capim Grosso, estado da Bahia: O sistema foi instalado em 1995, através da parceria entre o NREL, o Cepel, a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba) e a Coordenação de Irrigação da Secretaria de Agricultura e Irrigação do Estado de Bahia (Seagri). Nessa comunidade foram instalados nove sistemas fotovoltaicos para bombeamento de água, sendo cada um composto por 16 módulos fotovoltaicos de 55 Wp, 1 motobomba c.c. de 1 HP. Destaca-se o fato dos sistemas FV terem sido instalados sobre flutuantes, conforme mostrado na Figura A3.1.

Figura A3.1 – Sistema fotovoltaico de bombeamento do Açude do Rio de Peixe (Foto cedida pelo Cepel).

Comunidade de Bom Jesus, município de Itapipoca, estado do Ceará: A comunidade foi beneficiada, em 2003, com um sistema fotovoltaico de bombeamento constituído por 30 módulos fotovoltaicos de 50 Wp (Figura A3.2), 1 motobomba centrífuga de 1 cv e 1 um inversor de tensão.

As ONGs Ider (Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Energias Renováveis) e Nepa (Núcleo de Estudos e Pesquisas em Alimentação) idealizaram e implementaram o sistema, sendo o aporte financeiro fornecido pela USAID.

Figura A3.2 – Gerador fotovoltaico do sistema de Bom Jesus. Fonte: (MORALES, 2011).

Comunidade de Traíras, município de Pão de Açúcar, Estado de Alagoas: Através da parceria entre o Instituto ECO-ENGENHO, a fundação norte americana *Fiorello La Guardia*, a Companhia Energética de Alagoas (Ceal), e a USAID, foi instalado, em 2005, um sistema fotovoltaico de bombeamento de 1,6 kWp (Figura A3.3), com uma motobomba c.c. com capacidade de bombeamento de 40.000 litros/dia.

Figura A3.3 – Gerador fotovoltaico de Traíras. Fonte: (MORALES, 2011).

Sistemas fotovoltaicos para eletrificação de prédios comunitários

Comunidades de Boa Vista e Itacoã, município do Acará, estado do Pará. Os sistemas dessas comunidades foram instalados em 2001, com recursos do Prodeem, para atendimento de edificações de uso comunitário (escola e posto de saúde em ambas as comunidades, além da igreja e do centro comunitário, em Itacoã). A instalação ficou a cargo da parceria entre a Prefeitura Municipal do Acará, o GEDAE/UFPA e a comunidade local.

Em Boa Vista foram instalados 32 módulos fotovoltaicos (24 de 53 Wp e 8 de 110 Wp), 2 controladores de carga de 40 A, 1 inversor de 2,50 kW, e 16 baterias (12 de 105 Ah/12 V e 4 de 265 Ah/12 V), na escola, e 8 módulos fotovoltaicos de 53 Wp, 1 controlador de carga de 30 A, 1 inversor de 800 W[1], e 4 baterias de 115 Ah/12 V, no posto de saúde.

Em Itacoã, devido aos prédios situarem-se próximos uns dos outros, os equipamentos dos sistemas destinados a cada um dos prédios foram combinados em um só sistema de maior porte, para atender todos os prédios com uso otimizado da energia produzida. Assim, o sistema dessa comunidade ficou composto por 40 módulos fotovoltaicos (20 de 56 Wp e 20 de 53 Wp), 2 controladores de carga de 40 A, 1 inversor de 2,50 kW, e 24 baterias de 115 Ah/12 V, atendendo a escola, o posto de saúde, a igreja e o centro comunitário. A Figura A3.4 mostra os controladores de carga e as baterias do sistema.

Figura A3.4 – Controladores de carga e banco de baterias de Itacoã. Fonte: GEDAE.

[1] Neste caso, poderia ser utilizado um inversor de menor porte, mas o inversor de 800W estava disponível no âmbito do Programa, que comprou uma quantidade em larga escala para atender a diversos projetos.

Vila de Bom Futuro, município de Garrafão do Norte, estado do Pará. O sistema fotovoltaico de 742 Wp foi instalado em 2002 pela Eletronorte, em parceria com a Prefeitura Municipal de Garrafão do Norte e a comunidade local, com equipamentos fornecidos pelo Prodeem, visando ao atendimento da escola de ensino fundamental. Os principais componentes do sistema são 7 módulos fotovoltaicos de 106 Wp (Figura A3.5), 1 controlador de carga de 30 A, 1 inversor de 800 W, e 8 baterias de 150 Ah/12 V (Figura A3.6).

Figura A3.5 – Gerador fotovoltaico da escola de Bom Futuro. Fonte: GEDAE.

Figura A3.6 – Baterias do sistema fotovoltaico de Bom Futuro. Fonte: GEDAE.

Minirredes com geração fotovoltaica ou híbrida

Ilha dos Lençóis, município de Cururupu, estado do Maranhão. As aproximadamente 90 edificações (residências, escola, posto de saúde, comércios etc.), foram contempladas, em 2008, com energia elétrica proveniente do sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel, por meio de uma minirrede de distribuição, além de um sistema de tratamento de água utilizando osmose reversa.

O sistema foi instalado pelo NEA/UFMA e financiado pelo Programa Luz para Todos e é constituído principalmente pelos seguintes equipamentos: 162 módulos fotovoltaicos de 130 Wp, 3 aerogeradores de 7,50 kW (Figura A3.7a), 120 baterias de 150 Ah/12 V, 2 inversores de tensão de 20 kW, 1 retificador de 380 V – 60 Hz (entrada)/210-297 V (saída), e 1 grupo gerador a diesel de 38 kW. Parte do gerador fotovoltaico do sistema é mostrada na Figura A3.7b.

(a)

(b)

Figura A3.7 - Sistema fotovoltaico-eólico-diesel da Ilha dos Lençóis: a) aerogeradores e b) parte do gerador fotovoltaico. Fonte: (MENDEZ et al., 2008).

Projeto 12 Miniusinas: Este projeto beneficia, desde meados de 2011, cerca de 220 edificações (casas, centro comunitários, escolas, igrejas etc.) em doze comunidades de seis municípios do estado do Amazonas, totalizando uma capacidade instalada de geração fotovoltaica de 162 kWp. O projeto foi financiado através do Programa Luz para Todos, no âmbito de Projetos Especiais (Sistemas Coletivos[2]), sendo a instalação e o comissionamento dos sistemas realizado pela Eletrobras Amazonas Energia, com apoio técnico da Eletrobras e da GTZ (atual GIZ).

As capacidades de cada uma das doze miniusinas são elencadas a seguir:

- Comunidade de São Sebastião do Rio Preto, município de Autazes - 10,80 kWp (13 UCs);
- Comunidade de Terra Nova, município de Barcelos - 16,20 kWp (24 UCs);
- Comunidade de Nossa Senhora do Carmo, município de Beruri - 10,80 kWp (13 UCs);
- Comunidade de Mourão, município de Eirunepé - 13,50 kWp (20 UCs);
- Comunidade de Santo Antônio, município de Eirunepé - 10,80 kWp (15 UCs);
- Comunidade de Aracari, município de Novo Airão - 10,80 kWp (14 UCs);
- Comunidade de Bom Jesus do Puduarí, município de Novo Airão - 18,90 kWp (27 UCs);
- Comunidade de Sobrado, município de Novo Airão - 13,50 kWp (19 UCs);
- Comunidade de Nossa Senhora de Nazaré, município de Maués - 10,80 kWp (15 UCs);
- Comunidade de Santa Luzia, município de Maués - 16,20 kWp (22 UCs);
- Comunidade de Santa Maria, município de Maués - 16,20 kWp (23 UCs);
- Comunidade de São José, município de Maués - 13,50 kWp (17 UCs).

O gerador fotovoltaico do sistema instalado na comunidade de Sobrado é mostrado na Figura A3.8.

Figura A3.8 – Geradores fotovoltaicos da comunidade de Sobrado. Fonte: (ELETROBRAS, 2011).

---

[2] Entende-se aqui por sistemas coletivos o atendimento feito através de minirrede de distribuição de energia (MIGDI).

Projeto Piloto Araras: As ilhas de Araras, município de Curralinho, estado do Pará, foram contempladas, no ano de 2012, com três sistemas fotovoltaicos e um sistema hibrido fotovoltaico-eólico-diesel, no âmbito de Projetos Especiais do Programa Luz para Todos. A instalação e o comissionamento dos sistemas MIGDIs realizado pela Celpa, com apoio técnico da Eletrobras e da GTZ (atual GIZ).

As capacidades de geração dos sistemas são:

- Araras Micro – 2,46 kWp fotovoltaico (4 UCs);
- Araras Pequena – 12,70 kWp fotovoltaico (18 UCs);
- Araras Grande Sul – 10,30 kWp fotovoltaico (15 UCs);
- Araras Grande Norte – 15,20 kWp fotovoltaico, 6 kW eólico e 10 kVA diesel (38 UCs).

A Figura A3.9 apresenta um dos geradores fotovoltaicos instalados nas ilhas de Araras.

Figura A3.9 – Vista de um dos geradores fotovoltaicos instalados nas ilhas de Araras. Fonte: (PAC 2, 2013).

Sistemas fotovoltaicos para eletrificação individual

SIGFIs instalados pela Coelba e pela Cemig: Em regiões rurais e remotas, onde predominam principalmente a baixa densidade demográfica e de renda, e a elevada distância dos grandes centros, os custos da extensão das redes de distribuição convencionais são economicamente proibitivos. Neste caso, uma alternativa para o atendimento dessas áreas é o SIGFI com módulos fotovoltaicos. Estes sistemas têm sido bastante utilizados pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba) e pela Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), além de outras concessionárias, para promover a universalização do serviço público de energia elétrica e, consequentemente, a inclusão social de muitos brasileiros.

Por exemplo, do ano de 2005 a 2009 a Coelba já havia instalado cerca de 14.450 SIGFIs em toda sua área de concessão (Figura A3.10). Atualmente, o número de sistemas instalados é superior a 21.000.

O perfil de carga compatível com o SIGFI a ser instalado, a distância superior de 5 km da rede elétrica convencional, e domicílios em área de proteção ambiental são os critérios considerados para determinar o atendimento com a energia solar fotovoltaica pela Coelba.

Figura A3.10 - Residência atendida por SIGFI da Coelba. Fonte: (SILVA FILHO, 2007).

Por sua vez, desde o ano 2007, a Cemig já instalou cerca de 2.000 SIGFI-13 e 500 SIGFIs dos demais tipos. Dentro do Programa Luz para Todos, são 1.667 residências atendidas com esses sistemas (Figura A3.11). As demais unidades instaladas contemplam residências, escolas e postos de saúde e são decorrentes de outros programas de eletrificação.

Figura A3.11 - Residência atendida por SIGFI da Cemig. Fonte: (DINIZ, 2011).

Os critérios considerados pela Cemig para determinar o atendimento com SIGFIs são: a localização do consumidor em uma área remota, o custo da eletrificação por extensão da rede elétrica

de distribuição ser, no mínimo, o dobro do custo para a eletrificação com sistemas fotovoltaicos, e a unidade de consumo ser classificada como "residencial baixa renda" (Resolução Aneel Nº 414). Salienta-se que para a eletrificação de escolas rurais e centros comunitários, apenas os dois primeiros critérios devem ser satisfeitos.

Projeto Piloto Xapuri: Os seringais Iracema, Dois Irmãos e Albrácea, localizados na Reserva Extrativista Chico Mendes, município de Xapuri, estado do Acre, receberam, no ano de 2007, cento e três sistemas fotovoltaicos SIGFIs no âmbito do Projeto Piloto Xapurí, com recursos do Luz para Todos, contando com a cooperação técnica entre a Eletrobras, a Eletrobras Distribuição Acre, a GTZ (atual GIZ) e o Governo do Estado do Acre.

A distribuição dos sistemas fotovoltaicos nos seringais e os seus respectivos equipamentos são:

- Seringal Iracema - 31 SIGFIs, sendo cada um composto por 3 módulos de 85 Wp, 2 baterias de 150 Ah/12 V, 1 inversor de tensão e 1 controlador de carga de 30 A.
- Seringal Dois Irmãos - 35 SIGFIs, sendo cada um composto por 3 módulos de 85 Wp, 2 baterias de 150 Ah/12 V, 1 inversor de tensão e 1 controlador de carga de 30 A.
- Seringal Albrácea - 37 SIGFIs, sendo cada um composto por 3 módulos de 85 Wp, 2 baterias de 150 Ah/12 V e 1 controlador de carga de 30 A.

As Figuras A3.12 (a) e (b) exemplificam os SIGFIs instalados para o atendimento das residências nos seringais de Dois Irmãos e Albrácea, respectivamente.

(a) (b)

Figura A3.12 – Sistemas fotovoltaicos instalados em (a) Dois Irmãos e (b) Albrácea. Fonte: (ELETROBRAS, 2011).

Sistemas Conectados à Rede

Até o final da última década, as realizações com sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil estavam praticamente limitadas a projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) nas universidades e centros de pesquisas. Foram cerca de 55 sistemas conectados à rede instalados, totalizando uma capacidade de 350 kWp.

A partir de 2011, com as ações governamentais de incentivo ao desenvolvimento da tecnologia de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, principalmente a Chamada Aneel N° 013/2011 e a Resolução Normativa Nº 482/Aneel, iniciou-se um novo ciclo de aplicação dessa tecnologia no país.

A seguir apresentam-se alguns exemplos da aplicação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil.

Instituto de Eletrotécnica e Energia: O Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Eletrotécnica e Energia (LSF-IEE) da Universidade de São Paulo (USP) conectou seu primeiro sistema à rede elétrica em 1998. Esse sistema tem potência de 750 Wp, tendo possibilitado as primeiras discussões com a distribuidora da região, a Eletropaulo. Em 2001, um sistema de 6 kWp foi instalado no prédio da administração do IEE, tendo sido posteriormente ampliado para 12 kWp, em 2003 (Figura A3.13). O conjunto atende a aproximadamente 50 % da demanda do prédio. O projeto constituiu-se em um piloto para avaliação das dificuldades de conexão, tanto do ponto de vista técnico quanto institucional.

Figura A3.13 - Sistema fotovoltaico de 12 kW instalado na fachada do prédio da administração do IEE. Fonte: LSF.

Usina solar de Tauá, município de Tauá, estado do Ceará. Conforme comentado no Capítulo 5, a usina é de propriedade da MPX Tauá Energia Solar Ltda. e é composta por 4.680 módulos

fotovoltaicos policristalinos com potência unitária de 215 Wp, ocupando uma área de aproximadamente 12 mil m^2 (Figura A3.14). Os inversores utilizados têm potência nominal de 100 kW e estes são conectados à rede de distribuição da Coelce. Foram investidos cerca de R$ 10 milhões na unidade, tendo o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) feito um aporte de R$ 1,20 milhão. A capacidade inicial é de 1 MWp, embora o projeto permita a ampliação gradual da capacidade da usina para até 50 MWp, sendo que ela dispõe atualmente de autorização da Aneel para até 5 MWp de potência instalada. O projeto conta com o apoio do Fundo de Incentivo em Energia Solar (Fies), do Governo do Estado do Ceará.

Figura A3.14 – Vista dos geradores fotovoltaicos da Usina Solar de Tauá. Fonte: (VIDRADO.COM, 2013).

Aeroporto Campo de Marte: A Infraero instalou o sistema fotovoltaico no aeroporto Campo de Marte, em São Paulo, como piloto de um programa de autoprodução de energia, que pretende implantar nos aeroportos brasileiros formas alternativas de geração. O projeto é constituído por nove módulos fotovoltaicos monocristalinos, instalados no prédio administrativo do aeroporto (Figura A3.15), com potência total instalada de 2,12 kWp, resultando em uma produção média mensal de 250 kWh, contribuindo com cerca de 20 % da demanda do prédio. O projeto foi orçado em R$ 28,90 mil.

Figura A3.15 – Gerador fotovoltaico instalado na cobertura do prédio administrativo do aeroporto Campo de Marte. Fonte: (JORNAL DA ENERGIA, 2013).

Pituaçu Solar: Como mencionado no Capítulo 5, este projeto foi implantado conjuntamente pela Coelba e o Governo do Estado da Bahia, tornando-se o primeiro projeto de um sistema de energia solar fotovoltaica em um estádio de futebol no país. O projeto consiste de subsistemas instalados nas coberturas do Estádio de Pituaçu, em Salvador, estado da Bahia. O gerador FV é composto por 238 kWp de módulos de silício amorfo, instalados na cobertura do estádio, e 170 kWp de módulos monocristalinos, instalados sobre o telhado dos vestiários e em uma área de estacionamento (Figura A3.16).

Figura A3.16 – Sistema fotovoltaico instalado na cobertura do estacionamento em Pituaçu. Fonte: (AMERICA DO SOL, 2012).

O projeto faz parte do programa de eficiência energética da distribuidora baiana, tendo sido investidos R$ 5,50 milhões, com uma contrapartida do Governo do Estado da Bahia de R$ 1,70 milhão. A construção foi iniciada em setembro de 2011 e finalizada em março de 2012. Parte da energia elétrica gerada é destinada ao funcionamento do estádio.

Referências

AMÉRICA DO SOL. **Pituaçu solar**. Disponível em: <http://www.americadosol.org/pituacu_solar/>. Acesso em: 05 set. 2012.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Site: http://www.aneel.gov.br.

DINIZ, A. S. A. C.; MACHADO NETO, L. V. B.; CAMARA, C. F.; MORAIS, P.; CABRAL, C. V. T.; OLIVEIRA FILHO, D.; RAVINETTI, R. F.; FRANÇA, E. D.; CASSINI, D. A.; SOUZA, M. E. M.; SANTOS, J. H.; AMORIM, M. **Review of the photovoltaic energy program in the state of Minas Gerais, Brazil**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, 2011. p. 2696-2706.

ELETROBRAS (LIMA, A. A. N). **Experiência da Eletrobras com sistemas de atendimento para eletrificação rural utilizando fontes renováveis de energia**. Campinas, Brasil: Apresentação na 1º INOVA FV - Workshop Inovação para o Estabelecimento do Setor de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil, 2011.

FERREIRA, M. J. G. **Experiência de projetos fotovoltaicos no estado de São Paulo: Modelagem para planejamento energético em comunidades isoladas**. São Paulo, Brasil: Tese de doutorado, Universidade de São Paulo, 2002.

GEHRLICHER ECOLUZ SOLAR. **Pituaçu solar**. Disponível em: <http://www.gehrlicher.com/br/home/imprensa/details/article/gehrlicher-ecoluz-solar-do-brasil-instalara-um-sistema-de-energia-solar-fotovoltaica-em-um-estadio/>. Acesso em: 05 set. 2012.

JORNAL DA ENERGIA. Disponível em: <http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=9220&id_tipo=2&id_secao=8>. Acesso em: 23 jan. 2013.

Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF) - Instituto de Eletrotécnica e Energia (IEE) - Universidade de São Paulo (USP). Disponível em: <http://lsf.iee.usp.br/lsf/index.php?option=com_content&view=article&id=66&Itemid=79>. Acesso em: 05 set. 2012.

Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF) - Instituto de Eletrotécnica e Energia (IEE) - Universidade de São Paulo (USP). Disponível em: <http://lsf.iee.usp.br/lsf/index.php?option=com_content&view=article&id=66&Itemid=90>. Acesso em: 23 jan. 2013.

Laboratório do Ambiente Construído, Inclusão e Sustentabilidade (LACIS). Disponível em: <http://www.lacis.pro.br/noticias/?p=108063>. Acesso em: 22 jan. 2013.

MENDEZ, O. R. S.; MATOS, J. G.; RIBEIRO, L. A. S. **Projeto sistema híbrido de geração elétrica sustentável para a ilha de Lençóis, Município de Cururupu - MA**. Relatório de acompanhamento técnico, 2008.

Ministério do Planejamento. PAC 2 – Luz para Todos - Sistema Híbrido da Ilha das Araras (PA). Disponível em: http://www.pac.gov.br/i/184c0cbd>. Acesso em: 22 jan. 2013.

MORALES, L. R. V. **A Utilização de Sistemas Fotovoltaicos de Bombeamento para Irrigação em Pequenas Propriedades Rurais**. São Paulo, Brasil: Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, 2011.

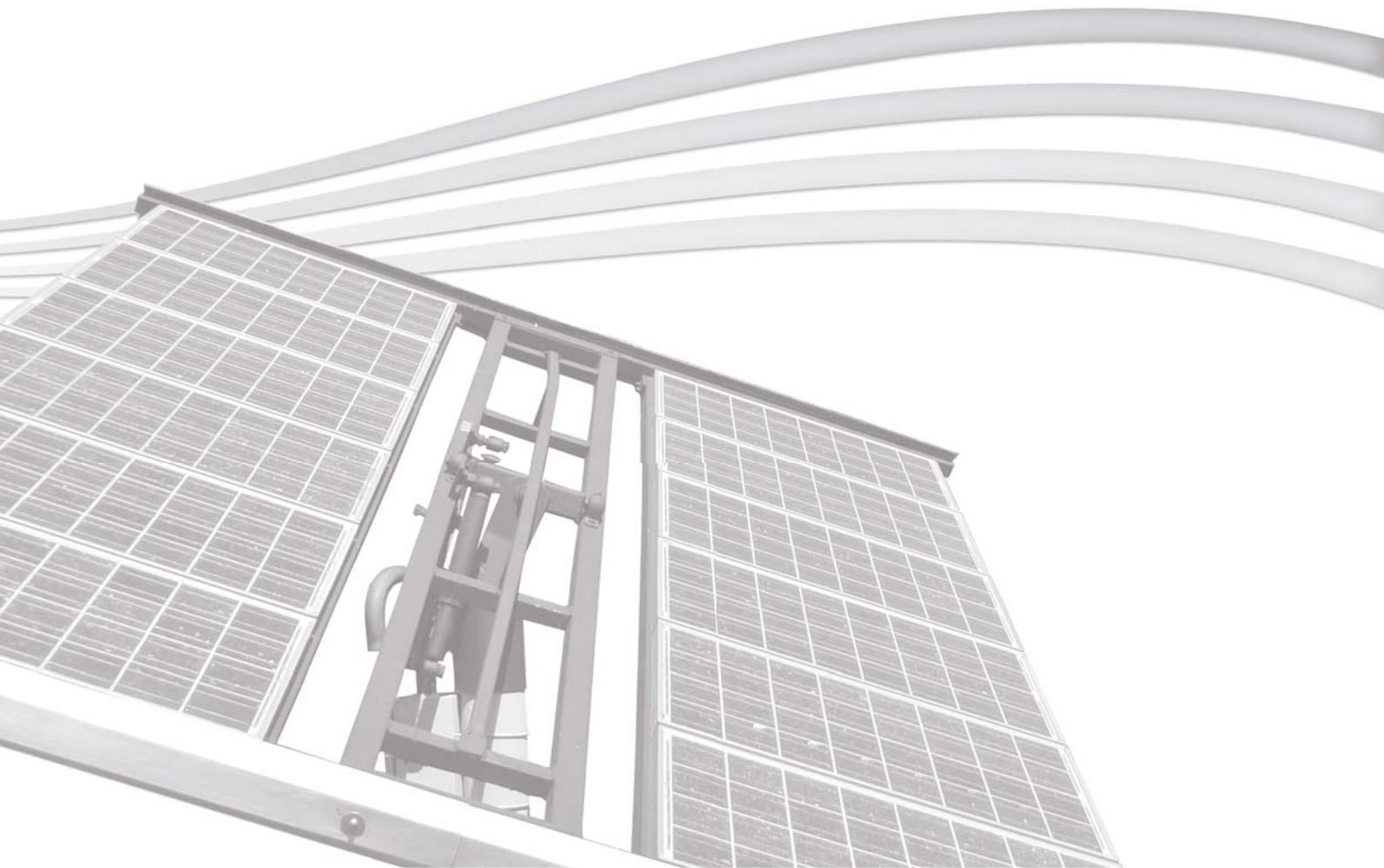
MPX - GRUPO EBX. **Solar Tauá**. Disponível em: <http://www.mpx.com.br/pt/nossos-negocios/geracao-de-energia/usinas-em-operacao/solar-taua/Paginas/engenharia-basica.aspx>. Acesso em: 05 set. 2012.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia**. 1. ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

SILVA FILHO, H. M. **Aplicação de sistemas fotovoltaicos na universalização do serviço de energia elétrica na Bahia: Uma mudança de paradigma no setor elétrico brasileiro**. Salvador, Brasil: Dissertação de mestrado, Universidade Salvador, 2007.

VIDRADO.COM. Disponível em: <http://noticias.vidrado.com/meio-ambiente/mpx-inaugura-primeira-usina-de-energia-solar-da-america-latina/>. Acesso em: 21 jan. 2013.

APÊNDICE 4

ESPECIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS PRINCIPAIS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS E PLANILHAS AUXILIARES PARA DIMENSIONAMENTO

APÊNDICE 4 – ESPECIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS PRINCIPAIS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS E PLANILHAS AUXILIARES PARA DIMENSIONAMENTO

Este Apêndice apresenta sugestões para especificação dos equipamentos principais: módulos, inversores, controladores e baterias de sistemas fotovoltaicos, baseadas no relatório preliminar de Grupo de Trabalho do MME, ELETROBRAS e EPE: *Especificações dos Projetos de Referência no âmbito do Programa Luz para Todos*.

Equações e parâmetros considerados para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos são discutidos no Capítulo 6. Este Apêndice apresenta algumas planilhas e tabelas auxiliares para o dimensionamento de sistemas.

Especificação para Módulos Fotovoltaicos

Quadro A4.1 - Especificações para módulos fotovoltaicos de silício cristalino e para módulos de filme fino.

Descrição	Requisito	
Tipo da Célula	Silício Mono (m-Si) ou MultiCristalino (p-Si)	Filme fino de CIS, CIGS, CdTe, a-Si ou µ-Si
Potência	.... W_p	
Eficiência mínima do módulo em condições STC	Classe A INMETRO	Classe A e B INMETRO
Grau de proteção dos conectores / caixa de junção	IP65	
Tolerância de potência (limite inferior)	Inferior a -3%	Inferior a -5%
Para um mesmo sistema, todos os módulos do mesmo fabricante e modelo	Exigido	
Garantia de potência nominal após os primeiros 10 anos	≥ 90%	
Garantia de potência nominal após os primeiros 20 anos	≥ 80%	
Garantia contra defeitos de fábrica	Mínimo de 5 anos	
Módulos fotovoltaicos (FV) – Qualificação de Projeto e homologação	IEC 61215	IEC 61646
Segurança de módulos fotovoltaicos (FV) classe II – qualificação	IEC 61730	
Registro Nacional de Conservação de Energia (ENCE) do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO): Classe A.	Exigido	

Especificação para Inversores Fotovoltaicos

As especificações para os inversores variam conforme a utilização em sistemas individuais ou coletivos. Para sistemas coletivos, do tipo MIGDI, os painéis fotovoltaicos podem estar conectados à barra c.c. do sistema como também à barra c.a.; no primeiro caso, denomina-se inversor de bateria ou formador de rede e no segundo caso, inversor de rede. Este último é o mesmo tipo utilizado em sistemas conectados à rede de distribuição.

Especificação de inversor de bateria para sistema fotovoltaico individual

Quadro A4.2 - Especificações para inversor de bateria para sistemas fotovoltaicos individuais

Descrição	Requisito
Tipo do Inversor	Inversor de Bateria
Potência nominal	....W
Potência de surto por ..... segundos (ou minutos)	....W
Temperatura Máxima de Operação sem perda de potência	Mínimo de .....°C *(a determinar conforme condições climáticas locais)*
Máxima Umidade Relativa do Ar	Mínimo de .....% *(a determinar conforme condições climáticas locais)*
Tipo de Proteção IP (EN 60529)	Se abrigado, mínimo IP20. Se desabrigado, mínimo IP54.
Tensão nominal c.c.[1]	.....V *(conforme projeto)*
Eficiência de Conversão Máxima	Mínimo de ....% *(a determinar, sendo que não deve ser inferior a 85%)*
Detector automático de carga (para ativar/desativar o modo *standby*)	Exigido
Tensão mínima para desconexão de carga por baixa voltagem ou desconexão da carga pode ser realizada por algoritmo que controla o estado de carga da bateria (SOC).	.... V .... % (SOC) *(a determinar de acordo com indicação dos fabricantes da bateria)*
Religamento automático depois de desligamento por baixa tensão.	Exigido
Proteções eletrônicas para: a) desligamento por alta temperatura no caso de superaquecimento; b) sobrecorrente; c) sobretensão; d) curto-circuito com reconexão automática de carga até 2 ou 3 tentativas; e) conexão invertida nos terminais de c.c.	Exigido
O arrefecimento do equipamento deve ser por convecção natural, não sendo aceita ventilação mecânica.[2]	Exigido
Placas de circuito impresso devem ser revestidas para proteção contra umidade.[3]	Exigido
Garantia de fábrica	Mínimo de 2 anos
Registro Nacional de Conservação de Energia (ENCE) do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO)	Exigido

[1] É recomendado considerar a maior tensão c.c. possível para minimizar as correntes do sistema e diminuir as bitolas de fios e conectores. Entretanto, deve-se pesquisar no mercado quais as tensões nominais disponíveis dos equipamentos eletrônicos controladores e inversores de bateria e o impacto no custo total do projeto.

[2] Requisito importante em locais de difícil acesso pois diminui eventos de manutenção.

[3] Importante para regiões de umidade relativa elevada (> 90%).

Especificação de inversor de bateria ou formador de rede para sistema fotovoltaico coletivo

Quadro A4.3 - Especificações para inversor de bateria para sistemas fotovoltaicos coletivos (tipo MIGDI)

Descrição	Requisito
Inversor de bateria (ou formador de rede)	Com capacidade de formar a rede (referência de tensão)
Potência nominal	....W
Potência de surto por ..... segundos (ou minutos)	....W
Capacidade de operar em paralelo	Com outros inversores do mesmo tipo para aumento de potência
Temperatura Máxima de Operação sem perda de potência	Mínimo de 45°C
Máxima Umidade Relativa do Ar	Mínimo de ....% *(a determinar conforme condições climáticas locais)*
Tipo de Proteção IP (EN 60529)	Se abrigado, mínimo IP20. Se desabrigado, mínimo IP54.
O arrefecimento do equipamento deve ser por convecção natural, não sendo aceita ventilação mecânica.4	Exigido
Tensão Nominal CC (banco de baterias)	Recomendado[5] 48V
Eficiência de Conversão Máxima[6]	Mínimo de 93%
Distorção Harmônica Total (THD)	Máximo de 5%
Equipamentos de Segurança e classe de Proteção	Recomendado IEC 62103
Segurança de Inversores Estáticos	Recomendado IEC 62109
Certificado de compatibilidade eletromagnética	Recomendado IEC 61000
Compatibilidade com as normas e regulamentos nacionais do sistema elétrico como, por exemplo, PRODIST	Exigido
Compatibilidade com as normas técnicas da Distribuidora	Exigido
Garantia de fábrica	Mínimo de 2 anos
Registro Nacional de Conservação de Energia (ENCE) do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO)	Exigido

[4] Requisito importante em locais de difícil acesso pois diminui eventos de manutenção.
[5] Para sistemas MIGDI é usual a adoção de tensões CC de 48 ou 60 $V_{CC.}$ É interessante considerar a maior tensão CC possível para minimizar as correntes CC do sistema e consequentemente diminuir bitolas de barras, conectores etc. Entretanto, deve-se pesquisar no mercado quais as tensões nominais disponíveis dos equipamentos eletrônicos controladores e inversores de bateria e o impacto no custo total do projeto.
[6] A eficiência a ser considerada pode ser superior, conforme novos modelos mais eficientes são lançados no mercado. Deve ser feita uma pesquisa na época da compra.

Especificação de inversor de rede em sistema fotovoltaico coletivo isolado

Quadro A4.4 - Especificações para inversor de rede para sistemas fotovoltaicos isolados (tipo MIGDI)

Descrição	Requisito
Tipo do Inversor	Inversor de String
Potência nominal	....W
Temperatura Máxima de Operação	Mínimo de ....°C *(a determinar conforme condições climáticas locais)*
Máxima Umidade Relativa do Ar	Mínimo de ....% *(a determinar conforme condições climáticas locais)*
Tipo de Proteção IP (EN 60529)	Se abrigado, mínimo IP20. Se desabrigado, mínimo IP54.
Eficiência de Conversão Máxima[7]	Mínimo de 93%
Eficiência Europeia[8]	Mínimo de 92%
Distorção Harmônica Total (THD)	Máximo de 5%
Equipamentos de Segurança e classe de Proteção	Recomendado EN 50178 ou IEC 62103
Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição	Recomendado ABNT NBR 16149:2013
Proteção anti-ilhamento (Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica)	Recomendado ABNT NBR IEC 62116:2012
Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade	Recomendado ABNT NBR 16150:2013
Certificado de compatibilidade eletromagnética	Recomendado IEC 61000
Compatibilidade com as normas técnicas da Distribuidora	Exigido
Garantia de fábrica	Mínimo de 5 anos
Registro Nacional de Conservação de Energia (ENCE) do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO)	Exigido conforme RAC vigente[9]

[7] A eficiência a ser considerada pode ser superior, conforme novos modelos mais eficientes vão sendo lançados no mercado. Deve ser feita uma pesquisa na época da compra.
[8] Idem.
[9] Até a presente data não há requisito na RAC vigente para inversores fotovoltaicos de conexão a rede.

Especificação para controladores de carga para sistemas fotovoltaicos

As especificações para os controladores podem variar um pouco conforme a utilização em sistemas individuais ou coletivos, conforme descrito a seguir.

Especificação de controlador de carga para sistema fotovoltaico individual

Quadro A4.5 - Especificações para controlador de carga para sistemas fotovoltaicos individuais

Descrição	Requisito
Controladores de PWM com os estágios de carregamento: carga plena, carga com tensão constante regulada , carga de flutuação e, se não for bateria a gel, equalização. Com seguidor de ponto de potência máxima[10] (SPPM), se houver necessidade.	Exigido
Potência nominal ou corrente nominal	....W ou ....A
Compatível com o inversor de bateria.	Exigido
Eficiência de Conversão Máxima SPPM (se for seguidor)	Mínimo de 95%
Suportabilidade: corrente máxima	125% da corrente total de curto circuito do arranjo FV
Suportabilidade: tensão máxima	...% da tensão de circuito aberto do arranjo FV (*conforme projeto*)
Proteções contra: a) sobreaquecimento; b) curto-circuito com reconexão da carga automática[11].	Exigido
O controlador deve indicar, no mínimo, os estados: a) modo de carga, b) carga da bateria, c) falha do controlador.	Exigido
Pontos de regulagem (*set-points*) ajustáveis	Recomendado
SOC (estado de carga da bateria) para corte de carga[12] ou tensão mínima para desconexão de carga por baixa voltagem	....% *(conforme projeto)* ou .... V *(tensão de acordo com o recomendado pelo fabricante de baterias)*
Compensação de temperatura	Recomendado
Temperatura Máxima de Operação sem perda de potência	Mínimo de 45°C
Máxima Umidade Relativa do Ar	Mínimo de ....% *(a determinar conforme condições climáticas locais)*
Tipo de Proteção IP (EN 60529)	Se abrigado, mínimo IP20. Se desabrigado, mínimo IP54.
Garantia de fábrica	Mínimo de 2 anos
Registro Nacional de Conservação de Energia (ENCE) do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO)	Exigido

---

[10] Dependendo da tensão CC do sistema em relação a tensão CC do módulo fotovoltaico utilizado, haveria, então, a necessidade de um controlador SPPM. O requisito de seguidor de potência máxima dependerá da relação custo benefício entre o valor dos módulos fotovoltaicos e do controlador. Atualmente o mercado está com preços bastante competitivos de módulos conectados a rede com número de células maior que 50, o que pode compensar a aquisição para os sistemas isolados.

[11] A reconexão automática de carga é especialmente importante no caso de presença de cargas em corrente contínua ou no caso no inversor ser conectado na saída de carga do controlador.

[12] O valor de ajuste de SOC (State of Charge – Estado de carga) depende do tipo de bateria utilizada. Para baterias de alta profundidade de descarga esse valor pode chegar a 20%, sendo mais comum a utilização de 40%. Para baterias de ciclo raso, recomenda-se no mínimo 60%.

Especificação de controlador de carga para sistema fotovoltaico coletivo

Quadro A4.6 - Especificações para controlador de carga para sistemas fotovoltaicos coletivos (tipo MIGDI)

Descrição	Requisito
Com seguidor de ponto de potencia máxima– SPPM	Exigido
Potência nominal ou corrente nominal	....W ou ....A
Eficiência de Conversão Máxima SPPM	Mínimo de 95%
Compatível com o inversor de bateria	Deve realizar balanço de Ah/ Energia, controle de carga/descarga em coordenação com o inversor de bateria.
O controlador deve registrar e informar no mínimo: balanços energéticos e estado de carga da bateria	Exigido (a menos que o inversor de bateria registre e informe tais dados)
SOC (estado de carga) de corte da carga ou Tensão de corte	....% de SOC ou .... V *(a determinar conforme projeto e tipo de bateria)*
Pontos de regulagem (*set-points*) ajustáveis	Recomendado
Compensação de temperatura	Recomendado
Temperatura Máxima de Operação sem perda de potência	Mínimo de 45°C
Máxima Umidade Relativa do Ar	Mínimo de ....% *(a determinar conforme condições climáticas locais)*
Tipo de Proteção IP (EN 60529)	Se abrigado, mínimo IP20. Se desabrigado, mínimo IP54.
Suportabilidade: corrente máxima	125% da corrente total de curto circuito do arranjo FV
Suportabilidade: tensão máxima	...% da tensão de circuito aberto do arranjo FV (*conforme projeto*)
Proteções contra: a) sobreaquecimento; b) curto-circuito com reconexão da carga automática[13].	Exigido
Garantia de fábrica	Mínimo de 2 anos
Registro Nacional de Conservação de Energia (ENCE) do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO)	Exigido

[13] A reconexão automática de carga é especialmente importante no caso de presença de cargas em corrente contínua ou no caso no inversor ser conectado na saída de carga do controlador.

Especificação para Baterias

Este apêndice apresenta especificações para baterias chumbo-ácido, que, até o momento, tem mostrado a melhor relação custo benefício para utilização em sistemas fotovoltaicos isolados. Há outros tipos de baterias como níquel cádmio, lítio-íon etc., que podem tornar-se atrativas conforme seu desenvolvimento e, por isso, recomenda-se sua avaliação à época do projeto.

Especificação de banco de baterias Pb-ácido estacionárias comuns

Recomenda-se a utilização desse tipo de bateria somente para sistemas fotovoltaicos individuais, já que sua capacidade é limitada a cerca de 200 Ah.

Quadro A4.7 - Especificações para banco de baterias estacionárias comuns Pb-ácido, sem manutenção, para sistemas fotovoltaicos isolados

Descrição	Requisito
Capacidade por elemento	.... Ah @ C20 com tolerância de +/-....%
Banco de baterias composto por	....elementos em série e .... elementos em paralelo
Característica	Bateria sem manutenção
Material	Chumbo / Dióxido de chumbo com baixo teor de antimônio (<3%)
Bornes para parafusos/porcas, não sendo aceitos bornes cilíndricos para conectores tipo automotivo	Exigido
Data de fabricação no máximo seis meses antes da data da entrega	Exigido
Todos os elementos do banco de baterias do mesmo fabricante e modelo.	Exigido
Regime de operação	Em sistema fotovoltaico com ciclagem diária, variando conforme a disponibilidade de irradiação solar.
Profundidade de descarga	....% (*conforme projeto; não superior a 40%*)
Tensão nominal por elemento	12 V
Tensão nominal do sistema	....V *(conforme projeto)*
Dispositivo indicador do estado da bateria:	Exigido
Temperatura Máxima de operação admissível	....°C *(a determinar, conforme condições climáticas do local)*
Garantia de fábrica	No mínimo 2 anos
Registro Nacional de Conservação de Energia (ENCE) do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO)	Exigido

Especificação de banco de baterias Pb-ácido de ciclo profundo (tipo OpZS ou OpzV)

Esse tipo de bateria pode ser utilizado tanto para sistemas fotovoltaicos individuais como para sistemas coletivos (tipo MIGDI), já que sua capacidade varia de algumas centenas a alguns milhares de Ah. Entretanto o custo unitário dessas baterias pode ser de 2 a 4 vezes maior que o da bateria estacionária comum.

Quadro A4.8 - Especificações para banco de baterias de ciclo profundo do tipo OPzS ou OPzV para sistemas fotovoltaicos

Descrição	Requisito
Forma construtiva dos elementos	Placas positivas tubulares com material ativo envelopado por separadores porosos (eletrodo positivo)
Capacidade	.... Ah @ C20 com tolerância de +/-....%
Banco de baterias composto por	....elementos em série
Material	Chumbo / Dióxido de chumbo com baixo teor de antimônio (<3%)
Eletrólito	Ácido sulfúrico líquido (OPzS) ou Imobilizado na forma Gel (OPzV)
Todos os elementos do banco de baterias do mesmo fabricante e modelo.	Exigido
Regime de operação	Em sistema fotovoltaico com ciclagem diária, variando conforme a disponibilidade de irradiação solar.
Profundidade de descarga	....% (*conforme projeto; recomendado 60%*)
Tensão nominal por célula / elemento	2 volts /elemento ou monoblocos de 6 V ou 12 V
Tensão nominal do sistema	Recomendado 48V
Material do vaso: no caso de elementos com eletrólito liquido:	Transparente ou translúcido para inspeção do nível de eletrólito e de sedimentação.
Volume do eletrólito no vaso: no caso de baterias ventiladas, os elementos devem ter uma reserva de eletrólito.	Pelo menos, 20% acima do volume mínimo (indicado no vaso) ou conforme volume calculado pelo fabricante para atender à periodicidade de manutenção[14].
Integridade do elemento e resistência contra impactos no transporte.	Certificado de teste de tipo de acordo com IEC 60896
Temperatura Máxima de operação admissível	....°C *(a determinar, conforme condições climáticas do local)*
Registro Nacional de Conservação de Energia (ENCE) do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO)	Exigido
IEC 62485-2 ed. 1.0 & EN 50272-2 - *Safety requirements for secondary batteries and battery installations*	Recomendado

[14] As baterias em locais remotos podem ter plano de manutenção com periodicidade de 6 meses a 1 ano e por isso deve ser previsto um volume de eletrólito nas baterias ventiladas que possa atender a esses períodos sem reposição.

Quadro A4.8 - Especificações para banco de baterias de ciclo profundo do tipo OPzS ou OPzV para sistemas fotovoltaicos (continuação)

Descrição	Requisito
Número de ciclos de vida a profundidade de descarga de 80% (conforme catalogo do fabricante)	≥ 1.000 ciclos
Garantia de durabilidade em ciclos solares conforme ensaio de durabilidade da RAC-FV do INMETRO.	Recomendado ≥ 1.200 ciclos
Garantia de fábrica	No mínimo 5 anos
Data de fabricação no máximo seis meses antes da data da entrega	Recomendado

Planilha A4-1 – Cálculo do Consumo das Cargas.

1 Descrição das Cargas	2 Quant.	3 Corrente da Carga (A)	4 Tensão da Carga (V)	5A Potência da Carga c.c. (W)	5B Potência da Carga c.a. (W)	6 Ciclo de Serviço Diário (h/dia)	7 Ciclo de Serviço Semanal (dias/sem.)	8 Eficiência na Conversão de Potência (decimal)	D	9 Tensão Nominal do Sistema (V)	10 Consumo (Ah/dia)
c.c.		x	x	=	N/A	x	x / 7	/	/		=
c.c.		x	x	=	N/A	x	x / 7	/	/		=
c.c.		x	x	=	N/A	x	x / 7	/	/		=
c.c.		x	x	=	N/A	x	x / 7	/	/		=
c.a.		x	x	N/A	=	x	x / 7	/	/		=
c.a.		x	x	N/A	=	x	x / 7	/	/		=
c.a.		x	x	N/A	=	x	x / 7	/	/		=
c.a.		x	x	N/A	=	x	x / 7	/	/		=
11 Potência Total das Cargas c.c. e c.a. (W)			c.c.	11A	c.a. 11B			12 Consumo Total Ampere-hora (Ah/dia)			

1 Descrição das Cargas: Descrever resumidamente cada carga (isto é, lâmpada fluorescente, bomba, rádio, etc.). Entrar com as cargas c.c. na parte superior e com as cargas c.a., se existentes, na parte inferior. Preencher uma planilha para cada mês ou estação que possua uma demanda de carga significativamente diferente. A princípio, considerar o pior caso.

2 Quant.: Entrar com a quantidade de cargas idênticas do sistema.

3 Corrente da Carga (A): Entrar com o valor estimado para a corrente usada por cada carga. Usar a corrente nominal fornecida pelo fabricante, em A ou, se houver acesso ao dispositivo, medir a corrente.

4 Tensão da Carga (V): Entrar com a tensão da carga, isto é, 120 Vc.a., 24 Vc.c., etc. A tensão de operação geralmente é mostrada no aparelho.

5A Potência da Carga c.c. (W): Calcular e entrar com a potência exigida pela carga c.c.

5B Potência da Carga c.a. (W): Calcular e entrar com a potência exigida pela carga c.a.

6 Ciclo de Serviço Diário (h/dia): Entrar com o tempo médio diário que a carga será usada. Entrar com as frações de horas na forma decimal, isto é, 1 hora e 15 minutos deverá ser escrita como 1,25 horas.

7 Ciclo de Serviço Semanal (dias/semana): Entrar com o número médio de dias que a carga será usada por semana.

8 Eficiência na Conversão de Potência (decimal): Este fator está relacionado com a perda de energia, que ocorre nos sistemas que utilizam componentes condicionadores de potência (inversores ou conversores). Se o aparelho necessita de potência c.a. ou c.c., em uma tensão diferente da tensão fornecida pelo sistema, deve-se entrar com a eficiência de conversão do dispositivo.

9 Tensão Nominal do Sistema (V): Entrar com a tensão c.c. do sistema. Valores usuais são 12, 24, 48 V.

10 Consumo Ampere-hora (Ah/dia): Calcular o consumo médio diário da carga em Ah.

11 Potência Total das Cargas c.a. e c.c. (W): Adicionar a potência das cargas individuais c.a. e/ou c.c..

11A Carga Total c.c. em W.

11B Carga Total c.a. em W.

12 Consumo Total Ampere-hora (Ah/dia): Calcular o consumo médio diário do sistema em Ah.

Planilha A4.2 - Especificação da Fiação c.c.

E1 Fio	E2 Tensão do Sistema (V)	E3 Corrente Maxima (A)	E4 Comprimento de um Caminho (m)	E5 Queda de Tensão Permitida (%)	E6 Compensação para Redução de Temperatura	E7 Bitola (mm²)	E8 Tipo de Fio
Circuitos do arranjo FV							
Módulo para Módulo							
Arranjo para Controlador ou Bateria							
Circuitos c.c.							
Bateria para Bateria							
Bateria ou Controlador para Cargas c.c							
Ramos do Circuito							
A							
B							
C							
D							
E							
Controlador para Baterias							
Baterias para Inversor ou Conversor							

Aterramento do Sistema	Tipo de Fio	Bitola (mm²)	Tipo de Aterramento
E9 Terra do Equipamento			
E10 Terra do Sistema			

Planilha A4.3 - Especificação da Fiação c.a.

F1 Fio	F2 Tensão do Sistema (V)	F3 Corrente Maxima (A)	F4 Comprimento de um Caminho (m)	F5 Queda de Tensão Permitida (%)	F6 Compensação para Redução de Temperatura	F7 Bitola (mm²)	F8 Tipo de Fio
Circuitos c.a.							
Inversor para Cargas c.a.							
Ramos do Circuito							
A							
B							
C							
D							
E							
F							
G							
Gerador							
Gerador para Controlador de Carga							
Gerador para Carga Central c.a.							

Aterramento do Sistema	Tipo de Fio	Bitola (mm²)	Tipo de Aterramento
F9 Terra do Equipamento			
F10 Terra do Sistema			

Planilhas A4.2 e A4.3 - Fiação

Estas instruções são aplicadas para sistemas c.c. e c.a. Para maiores detalhes sobre o tipo de fio a ser utilizado e aspectos de segurança de instalação consultar o Capítulo 7.

E1 e F1 Circuito c.a. ou c.c.: Identificar e listar toda a fiação no sistema.

E2 e F2 Tensão do Sistema (V): Entrar com a tensão de trabalho de cada um dos circuitos (c.c. ou c.a.).

E3 e F3 Corrente Máxima (A): Entrar com a corrente máxima para cada fiação.

E4 e F4 Comprimento de um Caminho (m): Determinar o comprimento de fio em cada trecho do circuito.

E5 e F5 Queda de Tensão Permitida (%): Especificar a queda de tensão permitida para cada circuito.

E6 e F6 Compensação para Redução de Temperatura: Especificar a compensação para condutores expostos a temperaturas maiores que 30 ºC.

E7 e F7 Bitola do Fio (mm^2): Determinar a bitola do fio a ser usado em cada ponto do circuito, considerando a corrente e a distância de cada ponto. Uma rápida referência pode ser obtida nas Tabelas A4.1 a A4.6 (Comprimento Máximo do Fio) deste Apêndice.

E8 e F8 Tipo de Fio: Descrever o tipo de fio a ser usado em cada circuito.

E9, F9, E10 e F10 Fio Terra: Descrever o tipo de fio a ser usado como fio de aterramento dos equipamentos e sistema.

Tabela A4.1 – Comprimento Máximo da Fiação (m).

Perda percentual máxima permitida:		1 %								
Tensão Nominal do Sistema c.c.:		12	(V)							
Temperatura do condutor considerada:		50	(°C)							
Resistividade elétrica do cobre:		0,0178	(Ωm)							
Coeficiente de variação - resistividade com a temperatura :		0,004	(Ωm/°C)							
		Bitola do cabo (Seção em mm²)								
		1,5	**2,5**	**4**	**6**	**10**	**16**	**25**	**35**	**50**
Corrente (A)	**0,5**	9,0	15,0	24,1	36,1	60,2	96,3	150,5	210,7	301,0
	1	4,5	7,5	12,0	18,1	30,1	48,2	75,2	105,3	150,5
	2	2,3	3,8	6,0	9,0	15,0	24,1	37,6	52,7	75,2
	3	1,5	2,5	4,0	6,0	10,0	16,1	25,1	35,1	50,2
	4	1,1	1,9	3,0	4,5	7,5	12,0	18,8	26,3	37,6
	5	0,9	1,5	2,4	3,6	6,0	9,6	15,0	21,1	30,1
	6	0,8	1,3	2,0	3,0	5,0	8,0	12,5	17,6	25,1
	8	0,6	0,9	1,5	2,3	3,8	6,0	9,4	13,2	18,8
	10	0,5	0,8	1,2	1,8	3,0	4,8	7,5	10,5	15,0
	12	0,4	0,6	1,0	1,5	2,5	4,0	6,3	8,8	12,5
	14	0,3	0,5	0,9	1,3	2,1	3,4	5,4	7,5	10,7
	16		0,5	0,8	1,1	1,9	3,0	4,7	6,6	9,4
	18		0,4	0,7	1,0	1,7	2,7	4,2	5,9	8,4
	20			0,6	0,9	1,5	2,4	3,8	5,3	7,5
	25			0,5	0,7	1,2	1,9	3,0	4,2	6,0
	30				0,6	1,0	1,6	2,5	3,5	5,0
	35				0,5	0,9	1,4	2,1	3,0	4,3
	40					0,8	1,2	1,9	2,6	3,8
	45					0,7	1,1	1,7	2,3	3,3
	50					0,6	1,0	1,5	2,1	3,0
	55						0,9	1,4	1,9	2,7
	60						0,8	1,3	1,8	2,5
	65						0,7	1,2	1,6	2,3
	70							1,1	1,5	2,1
	75							1,0	1,4	2,0
	80							0,9	1,3	1,9
	85							0,9	1,2	1,8
	90								1,2	1,7
	95								1,1	1,6
	100								1,1	1,5
	110								1,0	1,4
	120									1,3
	130									1,2
	140									
	150									

Tabela A4.2 – Comprimento Máximo da Fiação (m).

Parâmetro	Valor	Unidade
Perda percentual máxima permitida:	1 %	0
Tensão Nominal do Sistema (c.c.):	24	(V)
Temperatura do condutor considerada:	50	(C)
Resistividade elétrica do cobre	0,0178	(Ωm)
Coeficiente de variação da resistividade com a temperatura	0,004	(Ωm/°C)

		Bitola do cabo (Seção em mm²)								
		1,5	**2,5**	**4**	**6**	**10**	**16**	**25**	**35**	**50**
Corrente (A)	**0,5**	18,1	30,1	48,2	72,2	120,4	192,6	301,0	421,3	601,9
	1	9,0	15,0	24,1	36,1	60,2	96,3	150,5	210,7	301,0
	2	4,5	7,5	12,0	18,1	30,1	48,2	75,2	105,3	150,5
	3	3,0	5,0	8,0	12,0	20,1	32,1	50,2	70,2	100,3
	4	2,3	3,8	6,0	9,0	15,0	24,1	37,6	52,7	75,2
	5	1,8	3,0	4,8	7,2	12,0	19,3	30,1	42,1	60,2
	6	1,5	2,5	4,0	6,0	10,0	16,1	25,1	35,1	50,2
	8	1,1	1,9	3,0	4,5	7,5	12,0	18,8	26,3	37,6
	10	0,9	1,5	2,4	3,6	6,0	9,6	15,0	21,1	30,1
	12	0,8	1,3	2,0	3,0	5,0	8,0	12,5	17,6	25,1
	14	0,6	1,1	1,7	2,6	4,3	6,9	10,7	15,0	21,5
	16		0,9	1,5	2,3	3,8	6,0	9,4	13,2	18,8
	18		0,8	1,3	2,0	3,3	5,4	8,4	11,7	16,7
	20			1,2	1,8	3,0	4,8	7,5	10,5	15,0
	25			1,0	1,4	2,4	3,9	6,0	8,4	12,0
	30				1,2	2,0	3,2	5,0	7,0	10,0
	35				1,0	1,7	2,8	4,3	6,0	8,6
	40					1,5	2,4	3,8	5,3	7,5
	45					1,3	2,1	3,3	4,7	6,7
	50					1,2	1,9	3,0	4,2	6,0
	55						1,8	2,7	3,8	5,5
	60						1,6	2,5	3,5	5,0
	65						1,5	2,3	3,2	4,6
	70							2,1	3,0	4,3
	75							2,0	2,8	4,0
	80							1,9	2,6	3,8
	85							1,8	2,5	3,5
	90								2,3	3,3
	95								2,2	3,2
	100								2,1	3,0
	110								1,9	2,7
	120									2,5
	130									2,3
	140									
	150									

Tabela A4.3 – Comprimento Máximo da Fiação (m).

Perda percentual máxima permitida:	1 %		
Tensão Nominal do Sistema (c.c.):	48	(V)	
Temperatura do condutor considerada:	50	(^{0}C)	
Resistividade elétrica do cobre	0,0178	(Ωm)	
Coeficiente de variação da resistividade com a temperatura		0,004	(Ωm/°C)

	Bitola do cabo (Seção em mm²)								
Corrente (A)	**1,5**	**2,5**	**4**	**6**	**10**	**16**	**25**	**35**	**50**
0,5	36,1	60,2	96,3	144,5	240,8	385,2	601,9	842,7	1203,9
1	18,1	30,1	48,2	72,2	120,4	192,6	301,0	421,3	601,9
2	9,0	15,0	24,1	36,1	60,2	96,3	150,5	210,7	301,0
3	6,0	10,0	16,1	24,1	40,1	64,2	100,3	140,4	200,6
4	4,5	7,5	12,0	18,1	30,1	48,2	75,2	105,3	150,5
5	3,6	6,0	9,6	14,4	24,1	38,5	60,2	84,3	120,4
6	3,0	5,0	8,0	12,0	20,1	32,1	50,2	70,2	100,3
8	2,3	3,8	6,0	9,0	15,0	24,1	37,6	52,7	75,2
10	1,8	3,0	4,8	7,2	12,0	19,3	30,1	42,1	60,2
12	1,5	2,5	4,0	6,0	10,0	16,1	25,1	35,1	50,2
14	1,3	2,1	3,4	5,2	8,6	13,8	21,5	30,1	43,0
16		1,9	3,0	4,5	7,5	12,0	18,8	26,3	37,6
18		1,7	2,7	4,0	6,7	10,7	16,7	23,4	33,4
20			2,4	3,6	6,0	9,6	15,0	21,1	30,1
25			1,9	2,9	4,8	7,7	12,0	16,9	24,1
30				2,4	4,0	6,4	10,0	14,0	20,1
35				2,1	3,4	5,5	8,6	12,0	17,2
40					3,0	4,8	7,5	10,5	15,0
45					2,7	4,3	6,7	9,4	13,4
50					2,4	3,9	6,0	8,4	12,0
55						3,5	5,5	7,7	10,9
60						3,2	5,0	7,0	10,0
65						3,0	4,6	6,5	9,3
70							4,3	6,0	8,6
75							4,0	5,6	8,0
80							3,8	5,3	7,5
85							3,5	5,0	7,1
90								4,7	6,7
95								4,4	6,3
100								4,2	6,0
110								3,8	5,5
120									5,0
130									4,6
140									
150									

Tabela A4.4 – Comprimento Máximo da Fiação (m).

Perda percentual máxima permitida:	3 %									
Tensão Nominal do Sistema (c.c.):	12	(V)								
Temperatura do condutor considerada:	50	(^{0}C)								
Resistividade elétrica do cobre	0,0178	(Ωm)								
Coeficiente de variação da resistividade com a temperatura	0,004	(Ωm/°C)								
		Bitola do cabo (Seção em mm²)								
		1,5	**2,5**	**4**	**6**	**10**	**16**	**25**	**35**	**50**
Corrente (A)	**0,5**	27,1	45,1	72,2	108,3	180,6	288,9	451,4	632,0	902,9
	1	13,5	22,6	36,1	54,2	90,3	144,5	225,7	316,0	451,4
	2	6,8	11,3	18,1	27,1	45,1	72,2	112,9	158,0	225,7
	3	4,5	7,5	12,0	18,1	30,1	48,2	75,2	105,3	150,5
	4	3,4	5,6	9,0	13,5	22,6	36,1	56,4	79,0	112,9
	5	2,7	4,5	7,2	10,8	18,1	28,9	45,1	63,2	90,3
	6	2,3	3,8	6,0	9,0	15,0	24,1	37,6	52,7	75,2
	8	1,7	2,8	4,5	6,8	11,3	18,1	28,2	39,5	56,4
	10	1,4	2,3	3,6	5,4	9,0	14,4	22,6	31,6	45,1
	12	1,1	1,9	3,0	4,5	7,5	12,0	18,8	26,3	37,6
	14	1,0	1,6	2,6	3,9	6,4	10,3	16,1	22,6	32,2
	16		1,4	2,3	3,4	5,6	9,0	14,1	19,8	28,2
	18		1,3	2,0	3,0	5,0	8,0	12,5	17,6	25,1
	20			1,8	2,7	4,5	7,2	11,3	15,8	22,6
	25			1,4	2,2	3,6	5,8	9,0	12,6	18,1
	30				1,8	3,0	4,8	7,5	10,5	15,0
	35				1,5	2,6	4,1	6,4	9,0	12,9
	40					2,3	3,6	5,6	7,9	11,3
	45					2,0	3,2	5,0	7,0	10,0
	50					1,8	2,9	4,5	6,3	9,0
	55						2,6	4,1	5,7	8,2
	60						2,4	3,8	5,3	7,5
	65						2,2	3,5	4,9	6,9
	70							3,2	4,5	6,4
	75							3,0	4,2	6,0
	80							2,8	4,0	5,6
	85							2,7	3,7	5,3
	90								3,5	5,0
	95								3,3	4,8
	100								3,2	4,5
	110								2,9	4,1
	120									3,8
	130									3,5
	140									
	150									

Tabela A4.5 – Comprimento Máximo da Fiação (m).

Perda percentual máxima permitida:		3 %								
Tensão Nominal do Sistema (c.c.):		24	(V)							
Temperatura do condutor considerada:		50	(^{0}C)							
Resistividade elétrica do cobre		0,0178	(Ωm)							
Coeficiente de variação da resistividade com a temperatura			0,004	(Ωm/°C)						
		Bitola do cabo (Seção em mm²)								
		1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
Corrente (A)	0,5	54,2	90,3	144,5	216,7	361,2	577,8	902,9	1.264,04	1.805,78
	1	27,1	45,1	72,2	108,3	180,6	288,9	451,4	632,0	902,9
	2	13,5	22,6	36,1	54,2	90,3	144,5	225,7	316,0	451,4
	3	9,0	15,0	24,1	36,1	60,2	96,3	150,5	210,7	301,0
	4	6,8	11,3	18,1	27,1	45,1	72,2	112,9	158,0	225,7
	5	5,4	9,0	14,4	21,7	36,1	57,8	90,3	126,4	180,6
	6	4,5	7,5	12,0	18,1	30,1	48,2	75,2	105,3	150,5
	8	3,4	5,6	9,0	13,5	22,6	36,1	56,4	79,0	112,9
	10	2,7	4,5	7,2	10,8	18,1	28,9	45,1	63,2	90,3
	12	2,3	3,8	6,0	9,0	15,0	24,1	37,6	52,7	75,2
	14	1,9	3,2	5,2	7,7	12,9	20,6	32,2	45,1	64,5
	16		2,8	4,5	6,8	11,3	18,1	28,2	39,5	56,4
	18		2,5	4,0	6,0	10,0	16,1	25,1	35,1	50,2
	20			3,6	5,4	9,0	14,4	22,6	31,6	45,1
	25			2,9	4,3	7,2	11,6	18,1	25,3	36,1
	30				3,6	6,0	9,6	15,0	21,1	30,1
	35				3,1	5,2	8,3	12,9	18,1	25,8
	40					4,5	7,2	11,3	15,8	22,6
	45					4,0	6,4	10,0	14,0	20,1
	50					3,6	5,8	9,0	12,6	18,1
	55						5,3	8,2	11,5	16,4
	60						4,8	7,5	10,5	15,0
	65						4,4	6,9	9,7	13,9
	70							6,4	9,0	12,9
	75							6,0	8,4	12,0
	80							5,6	7,9	11,3
	85							5,3	7,4	10,6
	90								7,0	10,0
	95								6,7	9,5
	100								6,3	9,0
	110								5,7	8,2
	120									7,5
	130									6,9
	140									
	150									

Tabela A4.6 – Comprimento Máximo da Fiação (m).

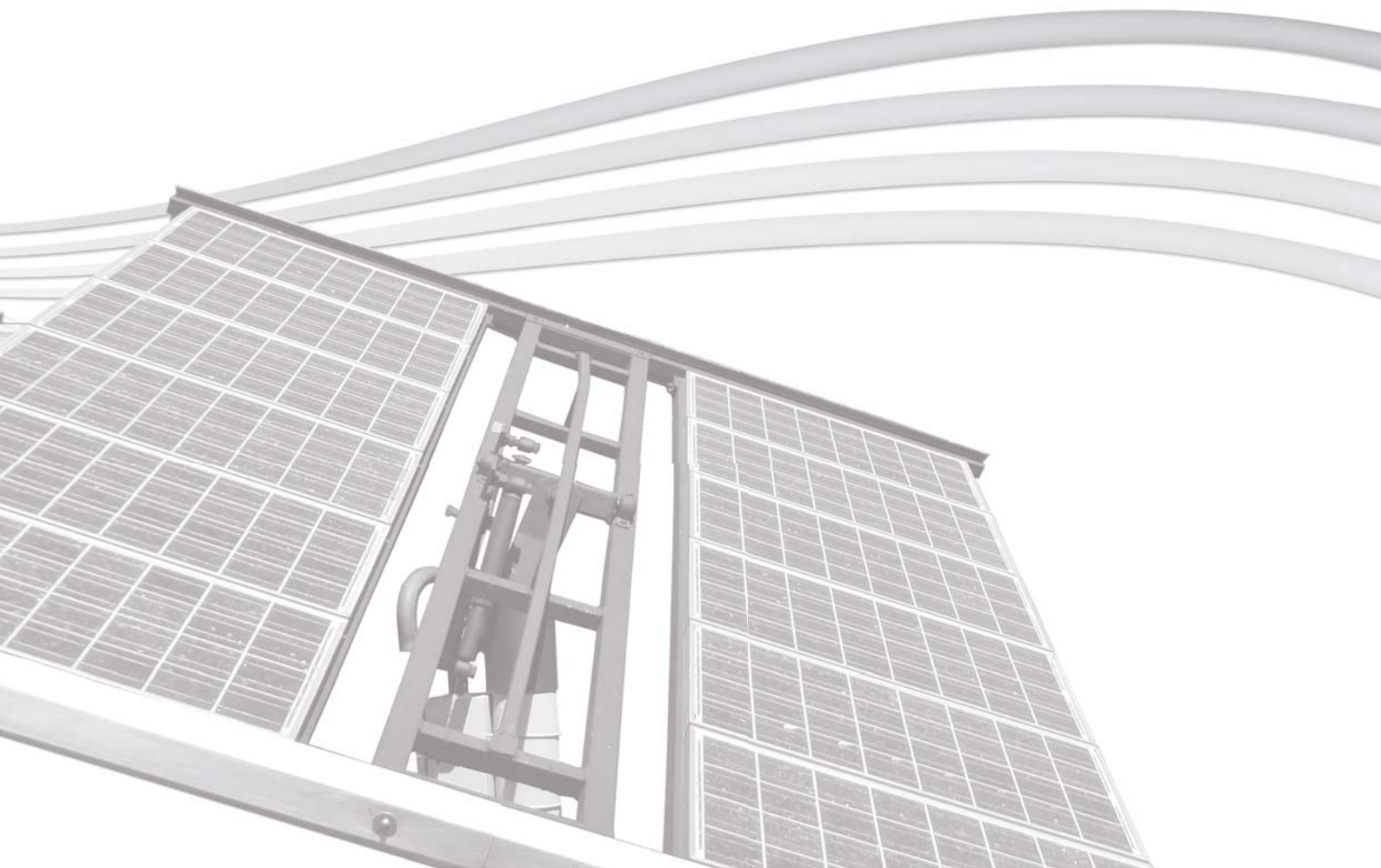
Perda percentual máxima permitida:		3 %							
Tensão Nominal do Sistema (c.c.):		48	(V)						
Temperatura do condutor considerada:		50	(°C)						
Resistividade elétrica do cobre		0,0178	(Ωm)						
Coeficiente de variação da resistividade com a temperatura			0,004	(Ωm/°C)					
	Bitola do cabo (Seção em mm²)								
Corrente (A)	**1,5**	**2,5**	**4**	**6**	**10**	**16**	**25**	**35**	**50**
0,5	108,3	180,6	288,9	433,4	722,3	1.155,70	1.805,78	2.528,09	3.611,56
1	54,2	90,3	144,5	216,7	361,2	577,8	902,9	1264,0	1.805,78
2	27,1	45,1	72,2	108,3	180,6	288,9	451,4	632,0	902,9
3	18,1	30,1	48,2	72,2	120,4	192,6	301,0	421,3	601,9
4	13,5	22,6	36,1	54,2	90,3	144,5	225,7	316,0	451,4
5	10,8	18,1	28,9	43,3	72,2	115,6	180,6	252,8	361,2
6	9,0	15,0	24,1	36,1	60,2	96,3	150,5	210,7	301,0
8	6,8	11,3	18,1	27,1	45,1	72,2	112,9	158,0	225,7
10	5,4	9,0	14,4	21,7	36,1	57,8	90,3	126,4	180,6
12	4,5	7,5	12,0	18,1	30,1	48,2	75,2	105,3	150,5
14	3,9	6,4	10,3	15,5	25,8	41,3	64,5	90,3	129,0
16		5,6	9,0	13,5	22,6	36,1	56,4	79,0	112,9
18		5,0	8,0	12,0	20,1	32,1	50,2	70,2	100,3
20			7,2	10,8	18,1	28,9	45,1	63,2	90,3
25			5,8	8,7	14,4	23,1	36,1	50,6	72,2
30				7,2	12,0	19,3	30,1	42,1	60,2
35				6,2	10,3	16,5	25,8	36,1	51,6
40					9,0	14,4	22,6	31,6	45,1
45					8,0	12,8	20,1	28,1	40,1
50					7,2	11,6	18,1	25,3	36,1
55						10,5	16,4	23,0	32,8
60						9,6	15,0	21,1	30,1
65						8,9	13,9	19,4	27,8
70							12,9	18,1	25,8
75							12,0	16,9	24,1
80							11,3	15,8	22,6
85							10,6	14,9	21,2
90								14,0	20,1
95								13,3	19,0
100								12,6	18,1
110								11,5	16,4
120									15,0
130									13,9
140									
150									

Referências

Sandia National Laboratories. Manual "*Stand-Alone Photovoltaic Systems – A Handbook of Recommended Design Practices*". Novembro de 1991.

MME-ELETROBRAS-EPE. Relatório do Grupo de Trabalho - Especificações dos Projetos de Referência no âmbito do Programa Luz para Todos. 2013 (Relatório restrito).

APÊNDICE 5

PLANILHA PARA INSPEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

APÊNDICE 5 – PLANILHA PARA INSPEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Fonte: Adaptado de [*Sandia National Laboratories*, 1991]

Inspeção feita por: .... Matrícula: .... Data: ..../......./.......

Empresa: .... CNPJ: ....

Permissão para desligar cargas críticas autorizada por:

Nome: .... Matrícula: .... Cargo: ....

Empresa: .... CNPJ: ....

01 – Medidores do sistema

Requer serviço?

Sim	Não		Medidor fixo	Medidor portátil
( )	( )	Tensão do gerador:	 V	 V
( )	( )	Tensão da bateria:	 V	 V
( )	( )	Corrente do gerador:	.... A	.... A
( )	( )	Corrente da carga:	.... A	.... A

02 – *LED*s e outros indicadores
a)Para estado de carga das baterias

Requer serviço? Situação dos indicadores

Sim	Não		Ligado	Desligado
( )	( )	Em carga:	....	....
( )	( )	Carga completa:	....	....
( )	( )	Carga desligada por baixa tensão:	....	....

Se há indicação de falha no display, transcrever:

....

b)Para inversores

Requer serviço? Situação dos indicadores

Sim	Não		Ligado	Desligado
( )	( )	Em funcionamento:	....	....

Se há indicação de falha no display, transcrever:

....

03 – Medições nos instrumentos portáteis

Requer serviço?

Sim	Não		
( )	( )	Tensão total do banco de baterias:	 V
( )	( )	Corrente de carga:	.... A
( )	( )	Continuidade do sistema de aterramento?	....

04 – Dispositivos de interrupção

Requer serviço?

Sim	Não		No início da inspeção		
			Instalado	Fechado	Aberto
( )	( )	Gerador	( )	( )	( )
( )	( )	Banco de baterias	( )	( )	( )
( )	( )	Polaridade correta	( )	( )	( )
( )	( )	Carga	( )	( )	( )

A partir daqui todos os dispositivos de interrupção devem estar abertos!

05 – Cabeamento

Requer serviço?

Sim	Não	
( )	( )	Dispositivos de interrupção no lugar e abertos
( )	( )	Ausência de curtos-circuitos
( )	( )	Existência de aterramento
( )	( )	Convenção de cores dos fios correta
( )	( )	Interruptores, disjuntores e relés sem danos de arco
( )	( )	Isolamento de condutores e eletrodutos sem danos
( )	( )	Conexões dos condutores sem danos e bem fixadas

Descrição de deficiências identificadas:..

....

....

06 – Controlador de carga

Requer serviço?

Sim	Não	
( )	( )	Controlador e área limpos
( )	( )	Controlador firmemente instalado
( )	( )	Temperatura ambiente em faixa apropriada
( )	( )	Controlador instalado junto com as baterias
( )	( )	Tensão de operação compatível com a unidade
( )	( )	Corrente máxima compatível com a geração dos módulos
( )	( )	Corrente máxima compatível com as cargas alimentadas
( )	( )	*Setups* de desconexão e reconexão do controlador adequados (Se houver informação dos *setups*, descrever: ....).

07 – Banco de baterias

Requer Serviço?

Sim	Não	
( )	( )	Baterias com capacidade e tipo corretos
( )	( )	Baterias e células numeradas
( )	( )	Superfície superior da bateria limpa e seca
( )	( )	Tampas das células presas
( )	( )	Conexão das baterias firmes, sem corrosão e com anti-óxido
( )	( )	Prateleira e presilhas firmes e em bom estado
( )	( )	Ausência de objetos e prateleiras acima das baterias
( )	( )	Níveis adequados do eletrólito (Se o nível do eletrólito estiver baixo, fazer uma marca, para cada célula da bateria que requer adição de água, no item 08 da planilha - “Registro da tensão de circuito aberto das baterias”.)
( )	( )	Sistema de ventilação adequado e desobstruído
( )	( )	Temperatura ambiente na faixa adequada
( )	( )	Bateria com indicador de carga normal. (Se não estiver normal, transcrever a indicação:..)
( )	( )	Nível de depósito no fundo do vaso (transparente) tocando nas placas da bateria (tirar foto e anexar às planilhas de inspeção).

Registro da Densidade Específica

Temperatura do eletrólito: .... °C

Correção de temperatura aplicada a cada medida: ( ) + ... ou

( ) - ....

08 – Registro da tensão de circuito aberto das baterias

Cuidado ao desconectar as baterias do sistema, para não causar danos ao controlador de carga!
A desconexão do controlador de carga deve ser feita na seguinte ordem:
1) deve-se primeiramente desconectar a carga,
2) a seguir o gerador fotovoltaico e 3) por fim, o banco de baterias.
A reconexão deve ser feita na ordem inversa.

Obs.: Aplicar a correção de temperatura para medição das densidades específicas antes de registrá-las nesta planilha.

Bateria .... Dens. Específica ou Tensão

Célula 1 ....
Célula 2 ....
Célula 3 ....
Célula 4 ....
Célula 5 ....
Célula 6 ....

Bateria .... Dens. Específica ou Tensão

Célula 1 ....
Célula 2 ....
Célula 3 ....
Célula 4 ....
Célula 5 ....
Célula 6 ....

Bateria .... Dens. Específica ou Tensão

Célula 1 ....
Célula 2 ....
Célula 3 ....
Célula 4 ....
Célula 5 ....
Célula 6 ....

Bateria .... Dens. Específica ou Tensão

Célula 1 ....
Célula 2 ....
Célula 3 ....
Célula 4 ....
Célula 5 ....
Célula 6 ....

Bateria .... Dens. Específica ou Tensão

Célula 1 ....
Célula 2 ....
Célula 3 ....
Célula 4 ....
Célula 5 ....
Célula 6 ....

Bateria .... Dens. Específica ou Tensão

Célula 1 ....
Célula 2 ....
Célula 3 ....
Célula 4 ....
Célula 5 ....
Célula 6 ....

Bateria .... Dens. Específica ou Tensão

Célula 1 ....
Célula 2 ....
Célula 3 ....
Célula 4 ....
Célula 5 ....
Célula 6 ....

Bateria .... Dens. Específica ou Tensão

Célula 1 ....
Célula 2 ....
Célula 3 ....
Célula 4 ....
Célula 5 ....
Célula 6 ....

Obs.: Repetir a planilha quantas vezes forem necessárias, em função do tamanho do banco de baterias.

09 – Gerador fotovoltaico

Requer serviço?

Sim Não

( ) ( ) Cobertura de vidro limpa e inteira
(Se há dano, tirar fotos.)

( ) ( ) Armações dos módulos e estruturas de montagem todas aterradas

( ) ( ) Todas as células em todos os módulos sem sombra durante todo o dia
(Se há sombreamento, tirar fotos.)

( ) ( ) Estruturas de montagem firmes e em bom estado de conservação
(Se há dano, tirar fotos.)

( ) ( ) Eletrodutos e conexões firmes e em bom estado de conservação
(Se há dano, tirar fotos.)

( ) ( ) Ausência de curtos-circuitos

( ) ( ) Existência de aterramento

( ) ( ) Módulos todos numerados

( ) ( ) Tensão de circuito aberto do gerador ok (+ e -). Valor: ....

( ) ( ) Tensão de circuito aberto do gerador ok (+ e terra). Valor: ....

( ) ( ) Tensão de circuito aberto do gerador ok (- e terra). Valor: ....

( ) ( ) Todas as tensões de circuito aberto das séries fotovoltaicas ou dos módulos estão dentro da variação de 10 % da nominal[1]

( ) ( ) Corrente de curto-circuito do gerador ok. Valor: ....

( ) ( ) Todas as correntes de curto-circuito das séries fotovoltaicas ou dos módulos estão dentro da variação de 10 % da nominal[2]

( ) ( ) Fusíveis em bom estado de conservação

( ) ( ) Diodos de desvio em bom estado de conservação

( ) ( ) Diodos de bloqueio em bom estado de conservação

( ) ( ) Caixa de junção em bom estado de conservação. (Se houver dano, tirar foto)

[1] Módulos com tensão de circuito aberto fora da variação de 10 % da nominal ou com alguma outra anomalia (especificar o problema para cada módulo indicado):

....

....

....

[2] Módulos com corrente de curto-circuito fora da variação de 10 % da nominal (com compensação para a variação de radiação solar) ou com alguma outra anomalia (especificar o problema para cada módulo indicado):

....

....

....

10 – Registro da tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico

Obs.: ***a) Medir por módulo somente quando a medição da série fotovoltaica apresentar-se fora da faixa adequada.***
b) Repetir a planilha quantas vezes forem necessárias, em função do tamanho do gerador fotovoltaico.

Série FV	Tensão Total	Série FV	Tensão Total
Módulo 1	 V	Módulo 1	 V
Módulo 2	 V	Módulo 2	 V
Módulo 3	 V	Módulo 3	 V
Módulo 4	 V	Módulo 4	 V
Módulo 5	 V	Módulo 5	 V
Módulo 6	 V	Módulo 6	 V

Série FV	Tensão Total	Série FV	Tensão Total
Módulo 1	 V	Módulo 1	 V
Módulo 2	 V	Módulo 2	 V
Módulo 3	 V	Módulo 3	 V
Módulo 4	 V	Módulo 4	 V
Módulo 5	 V	Módulo 5	 V
Módulo 6	 V	Módulo 6	 V

11 – Registro da corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico

Obs.: ***a) Medir por módulo somente quando a medição da série fotovoltaica apresentar-se fora da faixa adequada.***
b) Repetir a planilha quantas vezes forem necessárias, em função do tamanho do gerador fotovoltaico.

Série FV	Corrente Total	Série FV	Corrente Total
Módulo 1	.... A	Módulo 1	.... A
Módulo 2	.... A	Módulo 2	.... A
Módulo 3	.... A	Módulo 3	.... A
Módulo 4	.... A	Módulo 4	.... A
Módulo 5	.... A	Módulo 5	.... A
Módulo 6	.... A	Módulo 6	.... A

Série FV	Corrente Total	Série FV	Corrente Total
Módulo 1	.... A	Módulo 1	.... A
Módulo 2	.... A	Módulo 2	.... A
Módulo 3	.... A	Módulo 3	.... A
Módulo 4	.... A	Módulo 4	.... A
Módulo 5	.... A	Módulo 5	.... A
Módulo 6	.... A	Módulo 6	.... A

12 – Cargas c.c.

Requer serviço?

Sim	Não	
( )	( )	Cargas com potência, horário e tipo adequados
( )	( )	Cargas requerem manutenção ou reparo (Se sim, detalhar: ....)

13 – Inversor

Requer serviço?

Sim	Não	
( )	( )	Operação normal durante a inspeção
( )	( )	Leituras dos medidores fixos coerentes com as dos medidores portáteis
( )	( )	Ruído anormal no inversor
( )	( )	Proteções do inversor bem dimensionadas
( )	( )	Todos os condutores firmes e em bom estado de conservação
( )	( )	Ausência de curto-circuito
( )	( )	Existência de aterramento
( )	( )	Temperatura ambiente em faixa apropriada
( )	( )	Inversor e área bem limpos, secos e ventilados
( )	( )	Suporte e invólucros firmes e em bom estado de conservação (Se não estiver em bom estado, tirar foto.)

14 – Cargas c.a.

Requer serviço?

Sim	Não	
( )	( )	Cargas com potência, horário e tipo adequados
( )	( )	Cargas requerem manutenção ou reparo (Se sim, detalhar: ....)

Outras observações:

....

....

....

....

....

....

Reconectar todos os condutores e fechar todos os dispositivos de interrupção que estiverem abertos!

MANUAL DE ENGENHARIA PARA

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito - CRESESB Cepel

Eletrobras Cepel

Ministério de Minas e Energia